

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Теплоенергетичний факультет

(повна назва факультету)

Кафедра «Теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій»

(повна назва кафедри)

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

з напрямку підготовки: 6.050601 «Теплоенергетика»
(код та назва напрямку підготовки)

зі спеціальності: «Теплові електричні станції та установки»

на тему: «Промислово-опалювальна ТЕЦ для м. Харків»

Виконав : студент 4 курсу, групи ТС-51

Носаль Олександр Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник: к.т.н., доц. Побіровський Ю.М.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Київ - 2019 року
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Теплоенергетичний факультет

(повна назва факультету)

Кафедра «Теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій»

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ О.Ю.Черноусенко
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2019 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

з напрямку підготовки: 6.050601 «Теплоенергетика»
(код та назва напрямку підготовки)

зі спеціальності: « Теплові електричні станції та установки »

на тему: «Промислово-опалювальна ТЕЦ для м. Харків»

Виконав: студент 4 курсу, групи ТС-51
(шифр групи)

Носаль Олександр Юрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник: к.т.н., доц. Побіровський Ю.М.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Консультанти:

з економічних питань
(назва розділу)

доц., к.т.н., доц. Руденко О. І.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

з питань охорони праці
(назва розділу)

доц., к.т.н., доц. Каштанов С.Ф.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент: _____
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ - 2019 року
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Факультет: Теплоенергетичний
(повна назва)

Кафедра: «Теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій»
(повна назва)

Рівень вищої освіти - перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки: 6.050601 «Теплоенергетика»
(код і назва)

Освітньо-кваліфікаційний рівень: «бакалавр»

Спеціальність: «Теплові електричні станції та установки»
(код і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ О. Ю. Черноусенко
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту

_____ Носалю Олександрю Юрійовичу
(прізвище, ім'я та по батькові)

1. Тема проекту: «Промислово-опалювальна ТЕЦ для м. Харків»

Керівник проекту: к.т.н., доц. Побіровський Ю.М.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “ ____ ” _____ 2019 року № ____.

2. Термін подання студентом проекту: _____

3. Вихідні дані до проекту: місто Харків з потребою у гарячій воді по графіку 150/70°C 1150 МВт, у парі 1100 т/год; частка ГВП – 17%, вентиляції – 7%; Кількість годин використання встановленої електричної потужності ТЕЦ – 6250 год/рік; Основне паливо – АШ, мазут.

4. Зміст пояснювальної записки: Вступ, Техніко-економічне обґрунтування вибору основного устаткування ТЕЦ, Тепломеханічна частина, Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо). Теплова схема турбіни Т-175/210-130, Теплова схема турбіни Р-100-130/15; Поперечний розріз головного корпусу; Генеральний план ТЕЦ 550 МВт.

6. Консультанти розділів проекту*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Техніко-економічне обґрунтування вибору основного устаткування ТЕЦ	Руденко О. І., доц.		
Охорона праці	Каштанов С. Ф., доц.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного Проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітки
1	Вступ		
2	Техніко-економічне обґрунтування вибору основного устаткування ТЕЦ		
3	Тепломеханічна частина		
4	Охорона праці		

Студент:

(підпис)

О.Ю. Носаль
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту:

(підпис)

Ю. М. Побіровський
(ініціали, прізвище)

*Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту.

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

				НТУУ «КПІ» ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ		
	ПБ	Підп.	Дата	Промислово- опалювальна ТЕЦ для м. Харків	Лист	Листів
Розробн.	Носаль О.Ю.				1	
Керівн.	Побіровський Ю.М.				НТУУ «КПІ ім Ігоря Сікорського» Каф. ТЕУ Т та АЕС Гр. ТС-51	
Т/контр.	Кесова Л.О.					
Н/контр.	Грановська О.О.					
Зав.каф.	Черноусенко О.Ю					

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Промислово-опалювальна ТЕЦ для м. Харків»

Київ - 2019 року

ЗМІСТ

Стор.

АНОТАЦІЯ.....	
СКРОЧЕННЯ, ПРИЙНЯТІ В ДИПЛОМНОМУ ПРОЕКТІ.....	
ВСТУП.....	
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ.....	
1.1 Варіанти систем енергопостачання.....	
1.1.1 Розрахунок теплових навантажень.....	
1.1.2 Вибір обладнання для ТЕЦ – 1.....	
1.1.3 Вибір обладнання для ТЕЦ – 2.....	
1.1.4 Вибір обладнання для котельні.....	
1.2. Розрахунок річних відпусків теплоти та виробітку енергії	
1.3. Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ.....	
1.4. Порівняння варіантів теплопостачання.....	
1.4.1 Витрати умовного палива.....	
1.4.2 Витрати натурального палива	
1.4.3 Витрати електроенергії на власні потреби.....	
1.5 Визначення капіталовкладень.....	
1.6 Розрахунок питомих витрат палива.....	
1.6.1 Чисельність експлуатаційного персоналу.....	
1.6.2 Частка загальностанційних та інших витрат.....	
1.6.3 Замикаючі затрати.....	
1.6.4 Сумарні приведені витрати.....	
1.7 Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ...	
1.7.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ.....	

					НТУУ”КПІ” ДПБ 19.6.050601.51292.ТЕЦ. ПЗ						
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Носаль О.Ю.			Промислово – опалювальна ТЕЦ для м. Харків				Літ.	Лист	Листів
Перевір.		Побіровський									
Н. контр.		Грановська О.О.							ТЕФ, каф. ТЕУ Т та АЕС, гр. ТС - 51		
Затверд.		Черноусенко									

1.7.2	Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом.....
1.8	Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту.....
1.8.1	Розподіл капіталовкладень у будівництво ТЕЦ за роками розрахункового періоду.....
1.8.2	Розрахунок доходів.....
1.8.2.1.	Розрахунок доходів від відпуску електроенергії.....
1.8.2.2	Розрахунок доходів від відпуску тепла.....
1.8.3	Амортизаційні витрати.....
1.8.4	Розрахунок річних витрат.....
2	ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА.....
2.1	Загальна характеристика ТЕЦ.....
2.2	Основне обладнання.....
2.2.1	Турбоагрегати.....
2.2.2	Котлоагрегати.....
2.3.	Вибір допоміжного обладнання.....
2.3.1	Турбінне відділення.....
2.3.2	Котельне відділення.....
2.3.2.1	Система пилеприготування.....
2.4	Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.....
2.5	Компонування головного корпусу.....
2.6	Допоміжне господарство теплоелектроцентралі.....
2.6.1	Система технічного водопостачання ТЕЦ.....
2.6.2	Паливне господарство ТЕЦ.....
2.6.2.1	Вугільне господарство ТЕЦ.....
2.6.2.2	Мазутне господарство ТЕЦ.....
2.6.3	Системи підготовки води на ТЕЦ.....
2.7	Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва...
2.7.1	Розрахунок концентрації оксидів сірки.....

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7.2	Розрахунок концентрації оксидів азоту.....
2.7.3	Вибір кількості і розрахунок висоти димарів.....
2.8	Генеральний план ТЕЦ.....
3	ОХОРОНА ПРАЦІ.....
3.1	Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації обладнання на ТЕЦ.....
3.1.1	Електробезпека.....
3.2	Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії.....
3.2.1	Мікроклімат робочої зони.....
3.2.2	Особливості організації робочого освітлення виробничих та службових приміщень ТЕЦ.....
3.2.3	Виробничі випромінювання.....
3.3	Інструкції з техніки безпеки.....
3.3.1	Загальні положення.....
3.3.2	Заходи з охорони праці та техніки безпеки по технологічній частині.....
3.3.3	Заходи з охорони праці та техніки безпеки по електричній частині.....
3.4	Пожежна безпека та профілактика.....
3.4.1	Склад систем протипожежного захисту.....
3.4.2	Системи автоматичної сигналізації та пожежогасіння.....
3.4.3	Системи пожежогасіння.....
3.4.4	Визначення кількості вогнегасників та складу вогнегасної речовини.....
3.4.5	Додаткові засоби пожежогасіння.....
3.4.6	Інструкція з пожежної безпеки для приміщення котельної.....
3.4.7	Обов'язки та дії персоналу при пожежі.....
	ВИСНОВОК.....
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

АНОТАЦІЯ

Спроектована теплоелектроцентрально з відпуском технологічної пари у кількості 1100 т/год та тепловою потужністю 1150 МВт, що призначена для покриття потреб у парі та гарячій воді.

За допомогою техніко-економічного розрахунку було проведено порівняльний аналіз варіантів вибору основного обладнання ТЕЦ та визначено оптимальний (економічно найвигідніший) варіант. Цим варіантом виявилася установка парових турбін Т-175/210-130 та Р-100-130/15; а також було проведено розрахунок теплової схеми, вибір допоміжного обладнання і екологічний розрахунок.

Проект має графічну частину, яка складається з трьох креслень:

- теплова схема ТЕЦ;
- компонування головного корпусу;
- генеральний план

SUMMARY

There is project the thermal power plant with the vacation technical vapor installed 1100 t/h and the thermal installed capacity 1150 MW using for covering needs in vapor and hot water.

With the aid of technicoeconomic calculation was made the comparison analysis selection of principal and equipment TPP define alternative (economically more profitable) selection. This is selection – installation steam turbines T-175/210-130 and R-100-130/15. Also there was made calculation of the thermal scheme, choice of the additional equipment and ecological calculation.

The project has the graphic part, which consist of the three drawings:

- the thermal scheme TPP;
- the arrangement of the main building;
- the general plan of the TPP

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СКОРОЧЕННЯ, ПРИЙНЯТІ В ДИПЛОМНОМУ ПРОЕКТІ

АРМ - автоматизоване робоче місце;

АСПГ - автоматична система пожежогасіння;

АСУ ТП - автоматизована система управління технологічними процесами;

АШ - антрацитовий штиб;

БЗП - бункерно-завантажувальний пристрій;

ВРП - відкритий розподільчий пристрій;

ВРУ - відкрите розподільче устаткування;

ГВП - гаряче водопостачання;

ГДК - гранично допустима концентрація шкідливих речовин;

ГК - головний корпус;

ГЩУ - головний щит управління;

ДПД - добровільна пожежна дружина;

ЕОМ - електронно-обчислювальна машина;

ЖЕН - живильний електронасос;

ЖН - живильний насос;

КА - котлоагрегат;

КВГМ - котел водогрійний газомазутний;

ККД - коефіцієнт корисної дії;

КН - конденсатний насос;

КПО - коефіцієнт природного освітлення;

ЛЕП - лінія електропередач;

МН - мережні насоси;

ОД - охолоджувач дренажу;

ОЕ - охолоджувач ежекторів;

ОП - охолоджувач пари;

ОУ - охолоджувач ущільнень;

ПВТ - підігрівник високого тиску;

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПВК - піковий водонагрівальний котел;
 ПЗ - програмне забезпечення;
 ПЗО - пристрій зв'язку з об'єктом;
 ПК - пожежний кран;
 ПНТ - підігрівник низького тиску;
 ППВ - пароводяний підігрівач;
 ПМВ - підігрівач мережевої води;
 ПТ - парова турбіна з одним виробничим і двома теплофікаційними відборами;
 ПТЕ - правила технічної експлуатації;
 ПУЕ- правила улаштування електроустановок;
 ПЩ - пожежний щит;
 Р - турбіна з протитиском;
 РОУ - редукційно-охолоджувальна установка;
 РЗА - релейний захист і автоматика;
 РУВП - розподільче устаткування власних потреб;
 СО - система оповіщення;
 СП - сальниковий підігрівач;
 СПДЗ - система протидимного захисту;
 СПЗ - системи протипожежного захисту;
 СРП - система регенеративного підігріву;
 СПС - система пожежної сигналізації;
 Т - теплофікаційна турбіна;
 ТЕЦ - теплоелектроцентраль;
 ХВО - хімводоочистка;
 ХВП - хімводопідготовка;
 ЦВТ - циліндр високого тиску;
 ЦН - циркуляційний насос;
 ЦНТ - циліндр низького тиску;
 ЦСТ - циліндр середнього тиску

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Енергетика є основою будь-якої країни світу. Вона забезпечує всі технологічні процеси в промисловості, дарує тепло та світло людям. Основними аспектами успішного зростання та розвитку технічного рівня теплоенергетики України є підвищення енергоефективності та поступове збільшення потужності теплотехнічного обладнання енергоблоків електростанцій.

На мою думку розвиток теплоенергетики, як науки, є цілком перспективним в наш час, оскільки важливими напрямками її науково-технічного прогресу є:

- розробка нового енергетичного обладнання;
- реконструкція та модернізація застарілого обладнання;
- забезпечення високого рівня безпеки енергетичного обладнання;
- комплексна автоматизація електростанцій;
- розробка та впровадження сучасних технологій спалювання твердого палива.

Високоєфективна когенерація та центральне тепlopостачання і охолодження мають значний потенціал щодо економії первинної енергії. Нові підприємства з вироблення електроенергії та існуючі підприємства, які пройшли істотний відновлювальний ремонт або яким продовжено дозвіл або ліцензію, повинні, за умови, що аналіз витрат і вигід показав позитивний результат, бути оснащені високоєфективними когенераційними установками для утилізації відхідного тепла, яке утворюється при виробництві електроенергії. Це відхідне тепло можна було б доставляти у потрібні місця за допомогою мереж центрального тепlopостачання[1].

Високоєфективна когенерація повинна визначатися обсягом економії енергії, отриманим шляхом комбінованого, а не окремого виробництва тепла і електроенергії. Щоб забезпечити максимальне енергозбереження і уникнути пропуску можливостей для енергозбереження, слід приділяти якнайбільшу увагу умовам експлуатації когенераційних установок[1].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З метою підвищення прозорості для того, щоб кінцевий споживач міг вибирати електроенергію, вироблену методом когенерації, або електроенергію, отриману іншими методами, походження високоефективної когенерації має бути гарантовано на основі погоджених еталонних значень ефективності[1].

Теплоелектроцентральною - це теплова електростанція, що виробляє електричну енергію і теплоту, що відпускається споживачам у вигляді пари і гарячої води[2].

В дипломній роботі розглянуто питання проекту промислово-опалювальної ТЕЦ для міста Харків з потребами теплоти по парі $D_z = 1100$ т/год та навантаженням по гарячій воді $Q_{оп} = 1150$ МВт.

Основною перевагою спорудження такої ТЕЦ є можливість одночасно здійснювати вироблення електричної та теплової енергії у вигляді гарячої води і пари для технологічних і теплофікаційних потреб. Це сприяє більш економічному використанню палива в порівнянні з його використанням при роздільному виробленні.

Заміна ряду існуючих місцевих котелень в Харкові на ТЕЦ з централізованою системою теплопостачання буде сприяти зниженню рівня забруднення повітря та навколишнього середовища, поліпшенню екологічної ситуації в місті.

Я вважаю, що технічна розробка даного проекту та подальше будівництво ТЕЦ такого типу, є досить доцільним з точки зору покриття необхідних потреб промислових споживачів пари (заводи, фабрики, цехи), забезпечення житлових масивів опаленням під час зимового періоду та гарячим водопостачанням впродовж року.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ

У даному розділі дипломного проекту проводяться техніко-економічні розрахунки для двох варіантів ТЕЦ, а також котельні, які проектується. Метою техніко-економічного розрахунку є вибір найбільш оптимального варіанту ТЕЦ.

1.1 Варіанти систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень

При виборі варіантів енергопостачання потрібно керуватись тим, що кожне енергетичне підприємство повинно покривати всі потреби по навантаженню у парі та в гарячій воді. Тому для кожного з цих варіантів потрібно розрахувати всі ці навантаження.

Розрахунок теплових навантажень для ТЕЦ:

а) теплове навантаження на вентиляцію:

$$Q_v = \gamma_v * Q_{max}$$

$$Q_v = 0,07 * 1150 = 80,5 \text{ МВт}$$

б) теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний (зимовий) період:

$$Q_{ГВП}^{зима} = \gamma_{ГВП} * Q_{max}$$

$$Q_{ГВП}^{зима} = 0,17 * 1150 = 195,5 \text{ МВт}$$

Навантаження гарячого водопостачання в літній період:

$$Q_{ГВП}^{літо} = 0,7 * Q_{ГВП}^{зима}$$

$$Q_{ГВП}^{літо} = 0,7 * 195,5 = 136,85 \text{ МВт}$$

в) теплове навантаження на опалення:

$$Q_{оп} = Q_{max} - Q_v - Q_{ГВП}$$

$$Q_{оп} = Q_{max} - Q_v - Q_{ГВП} = 1150 - 80,5 - 195,5 = 874 \text{ МВт}$$

г) теплове навантаження на відбори турбін:

$$Q_{ВІД} = Q_{ГВП} + 0,5 * (Q_{оп} + Q_v)$$

$$Q_{ВІД} = 195,5 + 0,5 * (874 + 80,5) = 672,75 \text{ МВт}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При комбінованій схемі теплопостачання для ТЕЦ, що працюють в енергосистемі, необхідно вибрати основне устаткування таким чином, щоб забезпечити покриття теплових навантажень за допомогою найбільш потужного обладнання при оптимальному коефіцієнті теплофікації.

Коефіцієнт теплофікації ТЕЦ повинен бути в діапазоні:

$$0,5 < \alpha_{\text{ТЕЦ}} < 0,67$$

Розраховується як:

$$\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{Від},i}}{Q_{\text{max}}},$$

Де

$Q_{\text{Від},i}$ – кількість теплоти від теплофікаційного відбору турбіни, МВт;

n-кількість турбін, шт.

1.1.2 Вибір обладнання для ТЕЦ – 1

Для покриття необхідного навантаження в гарячій воді та парі вибираємо турбіну ПТ-135/165-130/15 (табл. 1.1.). Кількість турбін – 4 шт.

Таблиця 1.1 - Характеристики турбіни ПТ 135/165-130/150

Тип турбіни	Відбори $D_{\text{ном.}} / D_{\text{max}}$, т/год		Максимальна витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, $w_{\text{тф}}$, кВт*год/Гдж		Питомі витрати теплоти, q	
	виробничий	опалювальний		виробн. відбір $w_{\text{тф}}^{\text{вир.}}$	опалюв. відбір $w_{\text{тф}}^{\text{оп.}}$	теплоф. вироб. $q_{\text{тф}}$	конд. вироб. $q_{\text{к}}$
ПТ- 135/165 -130/15	320/290	210/268	760	67	129	3810	9295

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо вибрано 4 турбіни з виробничим відбором пари 320 т/год на кожну, то сумарний відбір пари на ТЕЦ дорівнює $4 \cdot 320 = 1280$ т/год, що перевищує завдання ($D_z = 1100$ т/год).

Тобто виникає надлишок пари

$$D_{\text{НАДЛ.}} = 1280 - 1100 = 180 \text{ т/год.}$$

який можна використати для теплофікації.

Тоді сумарний теплофікаційний відбір дорівнює:

$$D_{\text{ВІДБ.}} = 4 \cdot 210 + 180 = 1020 \text{ т/год, або}$$

$$Q_{\text{ВІДБ.}} = 1020 \cdot 0,617 = 629,34 \text{ МВт}$$

Тоді згідно з (5), маємо: $\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{629,34}{1100} = 0,5721$, що відповідає умовам.

В даному варіанті всі турбіни споживають:

$$4 \cdot 760 = 3040 \text{ т/год пари.}$$

Щоб забезпечити їх цією кількістю пари, необхідно взяти 8 котлів (по 2 на кожну турбіну) з паропродуктивністю по 420 т/год кожний.

Тоді генерація пари котлами буде становити:

$$8 \cdot 420 = 3360 \text{ т/год.}$$

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовуються пікові водонагрівальні котли.

Доля пікового навантаження становить:

$$Q_{\text{ПІК.}} = Q_{\text{max}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ВІД.}i}$$

Тобто,

$$Q_{\text{ПІК.}} = 1150 - 629,34 = 520,66 \text{ МВт}$$

Для забезпечення такого навантаження необхідно встановити 5 котлів типу КВГМ -100 потужністю 116 МВт кожний: $5 \cdot 116 = 580$ МВт.

1.1.3. Вибір обладнання для ТЕЦ – 2.

Враховуючи завдання для 2 варіанту вибираємо турбіни типу Р (для виробничого відбору) і Т (для опалювального відбору).

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для покриття необхідного навантаження в парі вибираємо турбіни типу Р-100-130/15(табл. 1.2.) Кількість турбін – 2 шт.

Таблиця 1.2 - Характеристики турбін

Тип турбіни	Відбори $D_{\text{ном.}} / D_{\text{max}},$ т/год		Максимальна витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, $w_{\text{тф}},$ кВт*год/Гдж		Питомі витрати теплоти, q	
	Виробничий	опалювальний		виробн. відбір $w_{\text{тф}}^{\text{вир.}}$	опалюв. відбір $w_{\text{тф}}^{\text{оп.}}$	теплов. вироб. $q_{\text{тф}}$	конд. вироб. $q_{\text{к}}$
Р-100-130/15	640 т/год	-	760	67	-	3810	-
Т-175/210-130	-	314 МВт	760	-	131,5	3810	8818

Якщо вибрано дві турбіни з виробничим відбором пари 640 т/год на кожну, то сумарний відбір пари дорівнює $2*640=1280$ т/год, що перевищує завдання ($D_z=1100$ т/год).

Тобто виникає надлишок пари:

$$D_{\text{надл.}} = 2*640-1100=180 \text{ т/год, або } 180*0,755=135,9 \text{ МВт,}$$

який також можна використати для теплофікації.

Для покриття необхідного навантаження у гарячій воді (на теплофікацію), вибираємо турбіну типу Т-175/210-130 (табл.1.2.). Кількість турбін – 2 шт.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При такому виборі обладнання коефіцієнт теплофікації ТЕЦ становить

$$\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{135,9 + 2 \cdot 314}{1150} = 0,6643, \text{ що відповідає допустимим межам.}$$

В даному варіанті всі турбіни також споживають $4 \cdot 760 = 3040$ т/год пари. Щоб забезпечити їх цією кількістю пари необхідно взяти 8 котлів з паропродуктивністю по 420 т/год кожний. Тоді генерація пари котлами буде становити:

$$8 \cdot 420 = 3360 \text{ т/год.}$$

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовуються пікові водонагрівальні котли.

Доля пікового навантаження за формулою (6) становить:

$$Q_{\text{ПК}} = 1150 - (2 \cdot 314 + 135,9) = 386,1 \text{ МВт}$$

Для забезпечення такого навантаження необхідно встановити 4 котли типу КВГМ-100 потужністю 116 МВт кожний: $4 \cdot 116 = 464$ МВт

1.1.4 Вибір обладнання для котельні

Для покриття навантаження в парі парові котли вибираємо таким чином, щоб їх кількість покривала все навантаження і ще один котел був би в резерві.

Обираємо котли паропродуктивністю 160 т/год.

Тоді загальна кількість котлів $n_{\text{ПК}}$ буде становити:

$$n_{\text{ПК}} = \frac{D_z}{D_z} + 1$$

$$n_{\text{ПК}} = \frac{1100}{160} + 1 = 7,875. \text{ Обираємо } n_{\text{ПК}} = 8 \text{ котлів}$$

Для забезпечення необхідного навантаження у гарячій воді (1150 МВт) визначаємо кількість водонагрівальних котлів:

$$n_{\text{ВК}} = \frac{Q_{\text{max}}}{Q_{\text{ВК}}}$$

Де

$Q_{\text{ВК}}$ – паропродуктивність котла, МВт.

Вибираємо водонагрівальні котли типу КВГМ-180 паропродуктивністю 180 Гкал/год (209 МВт). Відповідно з (8) маємо:

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$n_{\text{ВК}} = \frac{1150}{209} = 5,5024. \text{ Обираємо } n_{\text{ВК}} = 6 \text{ котлів}$$

Таблиця 1.3 - Кількісний склад обладнання

	Обладнання		
	Кількість турбін, п _т	Кількість парових котлів, п _{пк}	Кількість водонагрівальних котлів, п _{вк}
ТЕЦ – 1	4 ПТ- 135/165- 130/15	8*420 т/год	5 КВГМ-100
ТЕЦ – 2	2 Р-100-130/15 2 Т-175/210-130	8*420 т/год	4 КВГМ-100
Котельня	-	8*160 т/год	6 КВГМ-180

1.2 Розрахунок річних відпусків теплоти та виробітку енергії

Для розрахування річних відпусків теплоти, виробітку енергії і витрат палива, будуюмо річний графік стояння теплових навантажень на підставі кліматологічних даних (табл. 2.1).

Таблиця 1.4 - Кліматологічні дані м. Харків

Температура зовнішнього повітря, °С			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря яка дорівнює або нижча						
Розрахункова для опалення	Розрахункова для вентиляції	Середня за опалювальний період	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
-23	-11	-1,5	9	49	225	581	1259	2712	4296

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5 - Вихідні дані

Максимальне навантаження, МВт	1150		
Доля гарячого водопостачання	17%		
Тривалість опалювального періоду, год/рік	4296		
Розрахункова температура опалення, °С	-23		
Середня температура опалення	-1,5		
Річний відпуск пари, тис. т/рік	5000		
Кількість годин використання встановленої потужності, годин/рік	6250		
ККД котлоагрегатів	0,89	0,9	
Втрати палива, %	Вугілля 1,9	Мазут 0,3	
Масиви навантажень по варіантах	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	
Турбіни Т, МВт 314*2	-	628	
Турбіни ПТ, МВт (157,335*4)	629,34	-	
Турбіни Р, МВт 135,9	-	135,9	
Пікові водонагрівальні котли, МВт	1150-629,34	520,66	-
	1150-628-135,9	-	386,1

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.5

РОУ	-	-
Разом	1150	1150
Характеристики турбін:		
Турбіни Т: потужність, МВт 2*175	-	350
Питомі витрати теплоти на тепловому споживанні, кДж/кВт*год	-	3810
в конденсаційному режимі	-	8818
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору кВт*год/ГДж	-	131,5
Турбіни ПТ: потужність, МВт 4*135	540	-
Питомі витрати теплоти на тепловому споживанні, кДж/кВт*год	3810	-
в конденсаційному режимі	9295	-
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору кВт*год/ГДж	129	-
те ж саме з виробничого відбору	67	-

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.5

Доля навантаження що покривається турбінами Р		1
Турбіни Р: потужність, МВт 2*100	-	200
Питомі витрати теплоти на тепловому споживанні, кДж/кВт*год		3810
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з протитиску кВт*год/ГДж		67

Продовження таблиці 1.5 Розрахунки

Варіанти	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2
Відпуск тепла у гарячій воді $Q_{ГВ}^{РІЧН.}$, тис ГДж	12066,3	12066,31
у.т.ч. турбіни Т	0	10877,78
турбіни ПТ	10887,7	0
турбіни Р	0	744,2763
водонагрівальні котли	1178,6	444,2553
РОУ	0	0
Відпуск тепла у парі $Q_{ПК}^{РІЧН.}$, тис. ГДж	13600	13600
Разом відпуск тепла, тис. ГДж	25666,3	25666,31

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.5

1	2	3
Встановлена потужність ТЕЦ, МВт	540	550
Виробіток електроенергії $W_{\text{вир.}}$, млн. кВт*год	3375	3437,5
у.т.ч. на тепловому споживанні	2315,71	2391,49
у.т.ч. турбінами Т	0	1430,43
турбінами ПТ	2315,71	0
турбінами Р	0	961,07
в конденсаційному режимі	1059,29	1046,01
у.т.ч. турбінами Т	0	1046,01
турбінами ПТ	1059,29	0
Витрати тепла на виробіток електроенергії, тис ГДж	18668,9	18335,27
Виробіток тепла енергетичними котлами $Q_{\text{ЕК}}$, тис. ГДж	43156,6	43557,3
Витрати палива $B_{\text{ум.}}$, тис. т.у.п./рік	1834,69	1822,26
у.т.ч. енергетичними котлами $B_{\text{ум.}}^{\text{ЕК}}$	1788,09	1804,69
водонагрівальними котлами $B_{\text{ум.}}^{\text{ВК}}$	46,61	17,57

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ

Таблиця 1.6 - Значення теплових навантажень на ТЕЦ

Станція		$Q_{ГВ}^{РІЧН.}$, тис. ГДж	$Q_{ГВ}^{РІЧН.}$, МВт
ТЕЦ-1	Турбіни ПТ	10887,7	1037,6714
	Водонагр. котли	1178,6	112,3856
Всього		12066,3	1150
ТЕЦ-2	Турбіни Т	10877,78	1036,726
	Турбіни Р	744,2763	70,9346
	Водонагр. котли	444,2553	42,3405
Всього		12066,31	1150

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4 Порівняння варіантів теплопостачання

1.4.1. Витрати умовного палива

В результаті розрахунку на ЕОМ річного графіку теплових навантажень були отримані значення річних витрат умовного палива для енергетичних і водонагрівальних котлів для 2 варіантів ТЕЦ, що порівнюються.

ТЕЦ-1: $V_{ум.}=1834,69$ т.у.п. / рік

ТЕЦ-2: $V_{ум.}=1822,26$ т.у.п. / рік

Річні витрати умовного палива для котельні визначаються як:

а) водонагрівальні котли:
$$B_{ВК} = \frac{Q_{ГВ}^{РІЧН.} * 1,0526 * (1 + \frac{a}{100})}{29309 * \eta_{КА} * \eta_{ПТ}},$$

б) парові котли:
$$B_{ПК} = \frac{Q_{ПК}^{РІЧН.} * 1,17 * (1 + \frac{a}{100})}{29309 * \eta_{КА} * \eta_{ПТ}},$$

Де

$Q_{ГВ}^{РІЧН.}$ – відпуск теплоти у гарячій воді ГДж;

$Q_{ПК}^{РІЧН.}$ – відпуск теплоти у парі, тис ГДж,

$\eta_{КА}$ – ККД котлоагрегату (приймаємо $\eta_{КА} = 0,89$);

$\eta_{ПТ}$ – ККД теплового потоку (приймаємо $\eta_{ПТ} = 0,99$);

1.0526 і 1,17 – коефіцієнти, які враховують витрати теплоти на власні потреби.

$$B_{ВК} = \frac{12066,3 * 1,0526 * (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 * 0,89 * 0,99} = 501,170 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

$$B_{ПК} = \frac{13600 * 1,17 * (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 * 0,89 * 0,99} = 627,8745 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

Разом:

$$V_{ум.} = B_{ВК} + B_{ПК} = 501,170 + 627,8745 = 1129,0445 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4.2. Витрати натурального палива

У таблиці 1.7 наведені характеристики палива, що використовуються на ТЕЦ та в котельнях.

Таблиця 1.7 - Характеристики палива

Вид палива	Вартість 1 т.у.п., у.о/ т.	Теплотворна здатність Q_p^H , кДж/кг
АШ	100	24786
Мазут	360	37800

Річні витрати натурального палива визначаються за формулою:

$$B_{\text{НАТ.}} = B_{\text{УМ.}} * \frac{29309}{Q_p^H}$$

ТЕЦ-1:

а) енергетичні котли (паливо АШ):

$$B_{\text{НАТ.}}^{\text{ЕК}} = 1788,09 * \frac{29309}{24786} = 2114,384 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

б) водонагрівальні котли (паливо-мазут):

$$B_{\text{НАТ.}}^{\text{ВК}} = 46,61 * \frac{29309}{37800} = 36,140013 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

Разом:

$$B = B_{\text{НАТ.}}^{\text{ЕК}} + B_{\text{НАТ.}}^{\text{ВК}} = 2114,384 + 36,140013 = 2150,5240 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

ТЕЦ-2:

а) енергетичні котли (паливо АШ):

$$B_{\text{НАТ.}}^{\text{ЕК}} = 1804,69 * \frac{29309}{24786} = 2134,014 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

б) водонагрівальні котли (паливо-мазут):

$$B_{\text{НАТ.}}^{\text{ВК}} = 17,57 * \frac{29309}{37800} = 13,62326 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

Разом:

$$B = B_{\text{НАТ.}}^{\text{ЕК}} + B_{\text{НАТ.}}^{\text{ВК}} = 2134,014 + 13,62326 = 2147,6373 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

Витрати натурального палива для котельні:

$$B_{\text{НАТ.}}^{\text{ВК}} = 1129,0445 * \frac{29309}{24786} = 1335,0749 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

					НТУУ "КП".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4.3. Витрати електроенергії на власні потреби

а) Паливоприготування:

$$W_{\text{ПП}} = w_{\text{ПП}} * B_{\text{НАТУР}}^{\text{ЕК}}$$

Де

$w_{\text{ПП}}$ – питомі витрати електроенергії на приготування 1 тони палива, кВт*год/т.н.п. (для 1–го і 2–го варіантів приймаємо $w_{\text{ПП}} = 40$ кВт*год/т.н.п.)

ТЕЦ-1: $W_{\text{ПП}} = 40 * 2114,384 = 84,5754$ млн. кВт*год

ТЕЦ-2: $W_{\text{ПП}} = 40 * 2134,014 = 85,3606$ млн. кВт*год

Котельня: $W_{\text{ПП}} = 40 * 1335,0749 = 53,403$ млн. кВт*год

б) Тяго-дутьове обладнання:

$$W_{\text{Т.Д.}} = w_{\text{Т.Д.}} * \frac{Q_{\text{ЕК}}}{2,59}$$

Де

$W_{\text{Т.Д.}}$ – питомі витрати електроенергії на вироблення 1 тони пари енергетичними котлами, кВт*год/т пари (приймаємо $W_{\text{Т.Д.}} = 5$)

$Q_{\text{ЕК}}$ – річний виробіток теплоти енергетичними котлами, тис. ГДж.

ТЕЦ – 1: $W_{\text{Т.Д.}} = 5 * \frac{43156,6}{2,59} = 83,3139$ млн. кВт * год.

ТЕЦ – 2: $W_{\text{Т.Д.}} = 5 * \frac{43557,3}{2,59} = 84,0875$ млн. кВт * год.

Котельня:

$$W_{\text{Т.Д.}} = w_{\text{Т.Д.}} * \left(\frac{Q_{\text{ВК}}^{\text{РІЧНЕ}}}{2,59} + D_{\text{РІЧНЕ}} \right) = 5 * \left(\frac{12066,31}{2,59} + 5000 \right) = 48,2940 \text{ млн. кВт*год}$$

в) Живильні електронасоси:

$$W_{\text{Ж.Н.}} = w_{\text{Ж.Н.}} * \frac{Q_{\text{ЕК}}}{2,59}$$

Де

$w_{\text{Ж.Н.}}$ – питомі витрати електроенергії на перекачування 1 тони живильної води, кВт*год/ т пари.

ТЕЦ-1: $W_{\text{Ж.Н.}} = 7,5 * \frac{43156,6}{2,59} = 124,9708$ млн. кВт * год.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{ТЕЦ} - 2: W_{\text{ж.н.}} = 7,5 * \frac{43557,3}{2,59} = 126,1312 \text{ млн. кВт * год.}$$

$$\text{Котельня: } W_{\text{ж.н.}} = W_{\text{ж.н.}} * D_{\text{річн.}} = 7,5 * 5000 * 10^3 = 37,5000 \text{ млн. кВт*год}$$

г) Гідрозоловидалення

$$W_{\Gamma} = 0,001 * W_{\text{вир}},$$

де $W_{\text{вир}}$ – річний виробіток електроенергії млн. кВт*год

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{\Gamma} = 0,001 * N_{\text{вст.}} * T_{\text{вст.}} = 0,001 * 540 * 6250 = 3,375 \text{ млн. кВт*год}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } W_{\Gamma} = 0,001 * 550 * 6250 = 3,4375 \text{ млн. кВт*год}$$

Котельня:

$$W_{\text{ТЕЦ-1}}^{\Gamma} - B_{\text{ТЕЦ-1}}^{\text{НАТУР.}} \text{ (для ЕК)}$$

$$W_{\text{КОТЕЛЬНЯ}}^{\Gamma} - B_{\text{КОТЕЛЬНЯ}}^{\text{НАТУР.}}$$

$$W_{\text{КОТЕЛЬНЯ}}^{\Gamma} = W_{\text{ТЕЦ-1}}^{\Gamma} \frac{B_{\text{КОТЕЛЬНЯ}}^{\text{НАТУР.}}}{B_{\text{ТЕЦ-1}}^{\text{НАТУР.}}} = 3,375 * \frac{1335,0749}{2114,384} = 2,131 \text{ млн. кВт * год}$$

д) Циркуляційні насоси

$$W_{\text{ц.н.}} = W_{\text{ц.н.}} * \frac{W_{\text{ВИРОБН.}}}{100}$$

Де

$W_{\text{ц.н.}}$ – відсоток витрати електроенергії, що витрачається на ЦН (для 1-го і 2-го варіантів – 0,65%, для 3-го – 0%).

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{ц.н.}} = 0,65 * \frac{3375}{100} = 21,9375 \text{ тис. кВт * год}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{\text{ц.н.}} = 0,65 * \frac{3437,5}{100} = 21,3436 \text{ тис. кВт * год}$$

Котельня: $W_{\text{ц.н.}} = 0$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

е) Мережні насоси

$$W_{\text{М.Н.}} = w_{\text{МН.}} * Q_{\text{ГВ}}$$

Де

$W_{\text{МН.}}$ – питома витрата електроенергії на 1 ГДж теплоти, яка відпущена з гарячою водою (для всіх варіантів 3 кВт*год/ГДж); $Q_{\text{ГВ}}$ - річний виробіток теплоти в гарячій воді, млн. ГДж.

$$W_{\text{М.Н.}} = 3 * 12,06631 = 36,19893 \text{ млн. кВт*год}$$

ж) Інші споживачі

$$W_{\text{ІН.}} = w_{\text{ІН.}} * \frac{W_{\text{ВИРОБН.}}}{100}$$

Де

$W_{\text{ІН}}$ – відсоток витрати електроенергії на інші власні потреби (для першого і другого варіантів – 0,7%).

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{ІН.}} = 0,7 * \frac{3375}{100} = 23,625 \text{ млн. кВт * год}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{\text{ІН.}} = 0,7 * \frac{3437,5}{100} = 26,0625 \text{ млн. кВт * год}$$

Котельня:

$$W_{\text{ІН.}} = 0,1 * \sum W_i$$

$$\begin{aligned} W_{\text{ІН.}} &= 0,1 * (53,403 + 48,2940 + 37,5000 + 2,131 + 36,19893) \\ &= 17,7527 \text{ млн. кВт * год} \end{aligned}$$

Сумарні витрати електроенергії на власні потреби по варіантах знаходимо у таблиці 1.8

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.8 - Витрати електроенергії на власні потреби.

	Позначення	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	Котельня	Розмірність
Котельний цех					
Паливоприготування	$W_{\text{ПП}}$	84,5754	85,3606	53,403	млн. кВт*год
Тяго-дутьове обладнання	$W_{\text{Т.Д.}}$	83,3139	84,0875	48,2940	млн. кВт*год
Живильні електронасоси	$W_{\text{Ж.Н.}}$	124,9708	126,1312	37,5000	млн. кВт*год
Гідрозоловидалення	$W_{\text{Г}}$	3,375	3,4375	2,131	млн. кВт*год
Турбінний цех					
Циркуляційні насоси	$W_{\text{Ц.Н.}}$	21,9375	21,3436	0	млн. кВт*год
Мережні насоси	$W_{\text{М.Н.}}$	36,19893	36,19893	36,19893	млн. кВт*год
Інші споживачі	$W_{\text{ІН.}}$	23,625	26,0625	17,7527	млн. кВт*год
Сумарні витрати	$\sum W_{\text{ВП}}$	377,9965	382,6216	195,2796	млн. кВт*год
Річний виробіток електроенергії	$W_{\text{ВИР.}}$	3375	3437,5	-	млн. кВт*год
Річний відпуск електроенергії в мережі	$W_{\text{ВІД.}}$	2997,0035	3054,8784	-	млн. кВт*год

1.5 Визначення капіталовкладень

Капітальні вкладення в неблочні ТЕЦ розраховуються як:

$$K_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}}$$

а) капіталовкладення в будівлі і споруди:

$$K_{\text{БС}} = [K_{\text{БС(К)}}^1 + (n_K - 1) * K_{\text{БС(К)}}^{11} + K_{\text{БС(Т)}}^1 + (n_T - 1) * K_{\text{БС(Т)}}^{11} + n_{\text{ВК}} * K_{\text{БС(ВК)}}],$$

Де

$K_{\text{БС(К)}}^1, K_{\text{БС(К)}}^{11}$ – витрати на будівлі і споруди, віднесені на 1^й і на кожний наступний котел, млн у.о.;

$K_{\text{БС(Т)}}^1, K_{\text{БС(Т)}}^{11}$ – витрати на будівлі і споруди, віднесені на 1^у і на кожну наступну турбіну, млн у.о.;

$K_{\text{БС(ВК)}}$ – витрати на будівлі і споруди, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн у.о.;

$(n_K - 1)$ – кількість наступних котлів;

$(n_T - 1)$ – кількість наступних турбін;

$n_{\text{ВК}}$ – кількість пікових водонагрівальних котлів;

б) капіталовкладення в обладнання

$$K_{\text{ОБ}} = [K_{\text{ОБ(К)}}^1 + (n_K - 1) * K_{\text{ОБ(К)}}^{11} + K_{\text{ОБ(Т)}}^1 + (n_T - 1) * K_{\text{ОБ(Т)}}^{11} + n_{\text{ВК}} * K_{\text{ОБ(ВК)}}],$$

$K_{\text{ОБ(К)}}^1, K_{\text{ОБ(К)}}^{11}$ – витрати на обладнання, віднесені на 1^й і на кожний наступний котел, млн у.о.;

$K_{\text{ОБ(Т)}}^1, K_{\text{ОБ(Т)}}^{11}$ – витрати на обладнання, віднесені на 1^у і на кожну наступну турбіну, млн у.о.;

$K_{\text{ОБ(ВК)}}$ – витрати на обладнання, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн у.о.;

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9 - Обладнання ТЕЦ - 1

ТЕЦ - 1	Обладнання		
	Кількість турбін, п _т	Кількість парових котлів, п _{ПК}	Кількість водонагрівальних котлів, п _{ВК}
	4 ПТ- 135/165-130/15	8*420 т/год	5 КВГМ-100

$$K_{\text{БС}} = [25,3 + 7 * 11,6 + 43,2 + 3 * 19 + 5 * 1,5] = 214,2 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{ОБ}} = [38 + 7 * 27 + 64,8 + 3 * 44,5 + 5 * 3,5] = 442,8 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{ТЕЦ-1}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}} = 214,2 + 442,8 = 657 \text{ млн. у.о.}$$

Таблиця 1.10 - Обладнання ТЕЦ - 2

ТЕЦ - 2	Обладнання		
	Кількість турбін, п _т	Кількість парових котлів, п _{ПК}	Кількість водонагрівальних котлів, п _{ВК}
	2 Р-100-130/15 2 Т-175/210-130	8*420 т/год	4 КВГМ-100

$$K_{\text{БС}} = [25,3 + 7 * 11,6 + 47,8 + 24,5 + 2 * 6,8 + 4 * 1,5] = 198,4 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{ОБ}} = [38 + 7 * 27 + 2 * 15,7 + 71,7 + 57 + 4 * 3,5] = 401,1 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{ТЕЦ-2}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}} = 198,4 + 401,1 = 599,5 \text{ млн. у.о.}$$

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.11 - Обладнання котельні

Котельня	Обладнання		
	Кількість турбін, n_T	Кількість парових котлів, $n_{ПК}$	Кількість водонагрівальних котлів, $n_{ВК}$
	-	8*160 т/год	6 КВГМ-180

Капіталовкладення в районні котельні розраховуються як:

$$K_{\text{кот.}} = K^1 + (n-1) * K^{11},$$

Де K^1 , K^{11} – капіталовкладення в 1^й і на кожний наступний агрегати котельні відповідно, млн. у.о.; $(n-1)$ – кількість наступних котлоагрегатів.

$$K_{\text{кот.}} = 12,2 + 7 * 3,3 + 31,85 + 5 * 6,45 = 99,4 \text{ млн. у.о.}$$

1.6 Розрахунок питомих витрат палива

а) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в теплофікаційному режимі:

$$b_{\text{ТФ}} = \frac{q_{\text{ТФ}} * k_1 * k_2 * (1 + \frac{a}{100})}{29309 * \eta_{\text{КА}} * \eta_{\text{ТП}}}$$

Де

$q_{\text{ТФ}}$ – питома витрата теплоти на 1 кВт*год для теплофікаційного виробітку електроенергії, кДж/кВт*год; k_1 – коефіцієнт що враховує пускові витрати палива (приймаємо $k_1 = 1,02$); k_2 - коефіцієнт що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2 = 1,03$); a – норма витрат палива при транспортуванні та зберіганні (для кам'яного вугілля – 1,9%, для мазуту 0,3%).

ТЕЦ-1:

$$b_{\text{ТФ}} = \frac{3810 * 1,02 * 1,03 * (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 * 0,89 * 0,99} = 0,1579 \text{ кг/кВт * год}$$

ТЕЦ-2:

$$b_{\text{ТФ}} = \frac{3810 * 1,02 * 1,03 * (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 * 0,89 * 0,99} = 0,1579 \text{ кг/кВт * год}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

б) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі:

$$b_K = \frac{q_K * k_1 * k_2 * (1 + \frac{a}{100})}{29309 * \eta_{KA} * \eta_{TP}}$$

q_K – питома витрата теплоти на 1 кВт*год виробленої електроенергії в конденсаційному режимі, кДж/кВт*год.

ТЕЦ-1:

$$b_K = \frac{9295 * 1,02 * 1,03 * (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 * 0,89 * 0,99} = 0,3853 \text{ кг/кВт * год}$$

ТЕЦ-2:

$$b_K = \frac{8818 * 1,02 * 1,03 * (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 * 0,89 * 0,99} = 0,3656 \text{ кг/кВт * год}$$

в) питомі витрати палива на виробіток теплоти на ТЕЦ (для енергетичних і водонагрівальних котлів визначаємо окремо):

$$b_Q = \frac{34,1 * k_1 * k_2 * (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{KA} * \eta_{TP}}$$

Де

k_2 - коефіцієнт що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2=1,01$ - для водонагрівальних котлів; $k_2=1,03$ – для енергетичних котлів).

ТЕЦ-1, ТЕЦ-2:

-енергетичні (парові) котли:

$$b_E^1 = b_E^{11} = \frac{34,1 * 1,02 * 1,03 * (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 * 0,99} = 41,4325 \text{ кг/ГДж}$$

-водонагрівальні котли:

$$b_{BK}^1 = b_{BK}^{11} = \frac{34,1 * 1,02 * 1,01 * (1 + \frac{0,3}{100})}{0,9 * 0,99} = 39,5457 \text{ кг/ГДж}$$

г) питомі витрати палива на відпуск теплоти від котлів в котельні (паливо те ж саме, що і для енергетичних котлів ТЕЦ-АЩ) :

$$b_{PK} = \frac{34,1 * 1,17 * (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{KA} * \eta_{TP}}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{\text{ВК}} = \frac{34,1 * 1,0526 * (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{\text{КА}} * \eta_{\text{ТП}}}$$

$$b_{\text{ПК}} = \frac{34,1 * 1,17 * (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 * 0,99} = 46,1412 \text{ кг/ГДж}$$

$$b_{\text{ВК}} = \frac{34,1 * 1,0526 * (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 * 0,99} = 41,5113 \text{ кг/ГДж}$$

1.6.1 Чисельність експлуатаційного персоналу

Таблиця 1.12 - Кількісний склад обладнання

	Обладнання		
	Кількість турбін, п _Т	Кількість парових котлів, п _{ПК}	Кількість водонагрівальних котлів, п _{ВК}
ТЕЦ – 1	4 ПТ- 135/165- 130/15	8*420 т/год	5 КВГМ-100
ТЕЦ – 2	2 Р-100-130/15 2 Т-175/210-130	8*420 т/год	4 КВГМ-100
Котельня	-	8*160 т/год	6 КВГМ-180

ТЕЦ -1:

Парові котли - 8*420 = 3360 т пари/год;

$$\frac{3520 - 3270}{401 - 384} = 14,7 \approx 15 \text{ т} \frac{\text{пари}}{(\text{год} * \text{чол})};$$

$$R = \frac{3360 - 3270}{15} + 384 = 390 \text{ чол.}$$

ТЕЦ -2:

Парові котли - 8*420 = 3360 т пари/год;

$$\frac{3520 - 3270}{410 - 393} = 14,7 \approx 15 \text{ т} \frac{\text{пари}}{(\text{год} * \text{чол})};$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R = \frac{3360 - 3270}{15} + 393 = 399 \text{ чол.}$$

Котельня:

$$R = R_{\text{ПК}} + R_{\text{ВК}}$$

$$\text{а) парові котли} - 8 \cdot 160 = 1280 \text{ т} \frac{\text{пари}}{\text{год}}$$

$$R_{\text{ПК}} = 1280 \cdot 0,15 = 192 \text{ чол.}; \quad \left[\text{т пари} \cdot \frac{\text{чол}}{\text{т пари}} \right] = [\text{чол.}]$$

$$\text{б) водонагрівальні котли} - 6 \text{ КВГМ-180};$$

$$6 \cdot 209 = 1254 \text{ МВт}$$

$$R_{\text{ВК}} = 0,1 \cdot 1254 = 125,4 \approx 125 \text{ чол.};$$

$$R = R_{\text{ПК}} + R_{\text{ВК}} = 192 + 125 = 317 \text{ чол.}$$

1.6.2 Частка загальностанційних та інших витрат

Таблиця 1.13 - Електрична потужність $N_{\text{ВСТ.}}$, МВт

Електрична потужність $N_{\text{ВСТ.}}$, МВт	540	550	-
--	-----	-----	---

Таблиця 1.14 - Норми відрахування на інші витрати, %

Електрична потужність ТЕЦ, МВт	200	300	400	500	750	1000	1500	≥2000
$a_{\text{інш.}}$, %	60	50	45	40	30	23	14	12

ТЕЦ-1:

$$N_{\text{ВСТ.}} = 540 \text{ МВт}; \quad \frac{750-500}{40-30} = \frac{250}{10} = 25 \text{ МВт/\%}$$

$$a = \frac{750-540}{25} + 30 = \frac{210}{25} + 30 = 38,4\% \left[\frac{\text{МВт}}{\frac{\text{МВт}}{\%}} + \% = \% \right]$$

ТЕЦ-2:

$$N_{\text{ВСТ.}} = 550 \text{ МВт}; \quad \frac{750-500}{40-30} = \frac{250}{10} = 25 \text{ МВт/\%}$$

$$a = \frac{750 - 550}{25} + 30 = \frac{200}{25} + 30 = 38\%$$

Котельня:

Приймаємо $a = 70\%$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.6.3 Замикаючі затрати

Замикаючий відпуск електроенергії дорівнює:

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{ВІД}}^{\text{ЗАМ.}} = W_{\text{ВІД}}^{\text{ТЕЦ-2}} - W_{\text{ВІД}}^{\text{ТЕЦ-1}} = 3054,8784 - 2997,0035 = 57,8749 \text{ млн. кВт * год/рік}$$

ТЕЦ-2:

0 млн. кВт*год/рік

Котельня:

$$3054,8784 + 195,2796 = 3250,158 \text{ млн. кВт*год/рік}$$

а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні кг/кВт*год

$$B = b_{\text{ТФ}} * W_{\text{вир.}}^{\text{ТФ.}}$$

0,1579	0,1579	0
2315,71	2391,49	0

ТЕЦ-1:

$$0,1579 * 2315,71 * 10^6 = 365650609 \text{ кг} = 365,6506 \text{ тис. т.у.п.}$$

ТЕЦ-2:

$$0,1579 * 2391,49 * 10^6 = 377616271 \text{ кг} = 377,6163 \text{ тис. т.у.п.}$$

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{кВт * год}} * 10^6 * \text{кВт * год} \right] = [\text{кг} * 10^6] = [\text{т} * 1000] = [\text{тис. т.}]$$

б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт*год

$$B = b_{\text{КОНД.}} * W_{\text{вир.}}^{\text{КОНД.}}$$

0,3853	0,3656	0
1059,29	1046,01	0

ТЕЦ-1:

$$0,3853 * 1059,29 * 10^6 = 408,1444 \text{ тис. т.у.п.}$$

ТЕЦ-2:

$$0,3656 * 1046,01 * 10^6 = 382,4213 \text{ тис. т.у.п.}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів

41,4325	41,4325	46,1412
13600	13600	0
10887,7	11622,0563	0

Енергетичні (парові) котли:

ТЕЦ-1:

$$41,4325 \cdot (13600 + 10887,7) \cdot 10^3 = 1014,5866 \text{ тис. т.у.п.}$$

ТЕЦ-2:

$$41,4325 \cdot (13600 + 11622,0563) \cdot 10^3 = 1045,0128 \text{ тис. т.у.п.}$$

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кг}] = [\text{т}]$$

Котельня:

$$46,1412 \cdot 13600 \cdot 10^3 = 627,5203 \text{ тис. т.у.п.}$$

г) на відпуск теплоти від водонагрівальних котлів

39,5457	39,5457	41,5113
1178,6	444,2553	12066,31

ТЕЦ- 1:

$$39,5457 \cdot 1178,6 \cdot 10^3 = 46608562 \text{ т.у.т.} = 46, 6086 \text{ тис. т.у.п.}$$

ТЕЦ-2:

$$39,5457 \cdot 444,2553 \cdot 10^3 = 17,5684 \text{ тис. т.у.п.}$$

Котельня:

$$41,5113 \cdot 12066,31 \cdot 10^3 = 500,8882 \text{ тис. т.у.п.}$$

$$\left[1 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кг}] = [\text{т}]$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.15 - Загальні витрати палива

Загальні витрати палива (умовного):	1834,69	1822,26	1129,0445
У тому числі: а) вугілля	1788,09	1804,69	1129,0445
б) мазут	46,61	17,57	-

Розрахунок п.18

	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	Котельня
18. Річні експлуатаційні витрати млн. у.о./рік			
а) вартість палива	195,5886	186,7942	112,90445
б) амортизаційні відрахування	100,341	91,132	14,91
в) зарплата експлуатаційного персоналу	2,457	2,5137	1,4265
г) загальностанційні та інші витрати	39,4744	35,5854	11,4356
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	6,944988	0	390,019
Разом:	344,806	316,0253	530,6956

а) вартість палива

ТЕЦ-1:

$$\text{Ц}_T = \text{В}_T * \text{Ц}_T = 1788,09 * 10^3 * 100 + 46,61 * 10^3 * 360 = 195,5886 \text{ млн. у. о.}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ТЕЦ-2:

$$\text{Ц}_T = \text{В}_T * \text{Ц}_T = 1804,69 * 10^3 + 17,57 * 10^3 * 360 = 186,7942 \text{ млн. у. о.}$$

Котельня:

$$\text{Ц}_T = \text{В}_T * \text{Ц}_T = 1129,0445 * 10^3 * 100 = 112,90445 \text{ млн. у. о.}$$

б) амортизаційні відрахування:

ТЕЦ-1:

$$\text{И}_{\text{АМ}} = \frac{5,5}{100} * 214,2 + \frac{20}{100} * 442,8 = 100,341 \text{ млн. у. о.}$$

ТЕЦ-2:

$$\text{И}_{\text{АМ}} = \frac{5,5}{100} * 198,4 + \frac{20}{100} * 401,1 = 91,132 \text{ млн. у. о.}$$

Котельня:

$$\text{И}_{\text{АМ}} = \frac{15}{100} * 99,4 = 14,91 \text{ млн. у. о.}$$

в) зарплата експлуатаційного персоналу:

ТЕЦ-1:

$$\text{И}_{\text{З/П}} = \text{R} * \Phi_{\text{з.п.}} = 390 * 6300 = 2,457 \text{ млн. у. о.}$$

ТЕЦ-2:

$$\text{И}_{\text{З/П}} = \text{R} * \Phi_{\text{з.п.}} = 399 * 6300 = 2,5137 \text{ млн. у. о.}$$

Котельня:

$$\text{И}_{\text{З/П}} = \text{R} * \Phi_{\text{з.п.}} = 317 * 4500 = 1,4265 \text{ млн. у. о.}$$

г) загальностанційні та інші витрати:

ТЕЦ-1:

$$\text{И}_3 = \frac{38,4}{100} * (2,457 + 100,341) = 39,4744 \text{ млн. у. о.}$$

ТЕЦ-2:

$$\text{И}_3 = \frac{38}{100} * (2,5137 + 91,132) = 35,5854 \text{ млн. у. о.}$$

Котельня:

$$\text{И}_3 = \frac{70}{100} * (1,4265 + 14,91) = 11,4356 \text{ млн. у. о.}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

д) вартість замикаючого відпуску електроенергії - $W_{\text{від.}}^{\text{зам.}} * C_{1\text{кВт*год}}$

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{від.}}^{\text{зам.}} * C_{1\text{кВт*год}} = 57,8749 * 10^6 * 0,12 = 6944988 \text{ у.о.} = 6,944988 \text{ млн. у.о.}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{\text{від.}}^{\text{зам.}} * C_{1\text{кВт*год}} = 0 \text{ млн. у.о.}$$

Котельня:

$$W_{\text{від.}}^{\text{зам.}} * C_{1\text{кВт*год}} = 3250,158 * 10^6 * 0,12 = 390,019 \text{ млн. у.о.}$$

Розрахунок п.19

ТЕЦ-1

ТЕЦ-2

Котельня

Разом:	344,806	316,0253	530,6956
Капіталовкладення в джерела енергопостачання, млн. у.о.	657	599,5	99,4
Сумарні приведені витрати	410,506	375,9753	540,6356

1.6.4 Сумарні приведені витрати

$$З = И + E_H * K, \text{ де } E_H = 10\%.$$

ТЕЦ-1:

$$З = 344,806 + 0,1 * 657 = 410,506$$

ТЕЦ-2:

$$З = 316,0253 + 0,1 * 599,5 = 375,9753$$

Котельня:

$$З = 530,6956 + 0,1 * 99,4 = 540,6356$$

Отримані дані зводимо у таблицю 1.16

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.16 - Порівняння варіантів енергопостачання

Порівняння варіантів енергопостачання	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	Котельня
1. Електрична потужність $N_{\text{вст.}}, \text{МВт}$	540	550	-
2. Теплова потужність:			
а) у парі $D_z, \text{т/год}$	1100	1100	1100
б) у гарячій воді $Q_{\text{мах}}, \text{МВт}$	1150	1150	1150
у тому числі:	$4 \cdot 157,335 =$	$135,9 + 2 \cdot 314 =$	-
а) відбори турбін, МВт	629,34	763,9	-
б) РОУ, МВт	-	-	-
в) водонагрівальні котли, МВт	520,66	386,1	1150
3. Річний відпуск теплоти, тис. ГДж	25666,3	25666,31	25666,3
У тому числі:			
а) виробничі відбори турбін (пара) $Q_{\text{ПК}}^{\text{річн.}}$	13600	13600	0
б) опалювальні відбори турбін (гаряча вода)	10887,7	11622,0563	0
в) РОУ і парові котли	0	0	13600
г) водонагрівальні котли, МВт	1178,6	444,2553	12066,31
4. Кількість годин використання встановленої потужності	6250	6250	-

Продовження таблиці 1.16

1	2	3	4
5. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кВт*год/ГДж:			
а) виробничі відбори	67	67	0
б) опалювальні відбори	129	129	0
6. Питомі витрати палива:			
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт*год	0,1579	0,1579	0
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт*год	0,3853	0,3656	0
в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів, кг/ГДж	41,4325	41,4325	46,1412
г) на відпуск теплоти від водогрійних котлів, кг/ГДж	39,5457	39,5457	41,5113
7. Вартість енергоносіїв:			
а) кам'яне вугілля, у.о./т.у.п.	100	100	100
б) мазут, у.о./т.у.п.	360	360	-
в) електроенергії, у.о./т.у.п.	0,12	0,12	0,12
8. Чисельність експлуатаційного персоналу	390	399	317

Продовження таблиці 1.16

1	2	3	4
9. Середня зарплата у.о./люд. (за рік)	6300	6300	4500
10. Норма амортизаційних відрахувань, %:	-	-	15
а) будівлі і споруди	5,5	5,5	0
б) обладнання	20	20	0
11. Частка загальностанційних та інших витрат, %	38,4	38	70
12. Капіталовкладення в джерела енергопостачання, млн. у.о.	657	599,5	99,4
У тому числі:			
а) будівлі і споруди	214,2	194,8	0
б) обладнання	442,8	401,1	0
13. Річний виробіток електроенергії $W_{\text{вир.}}$, млн кВт*год	3375	3437,5	0
у тому числі:			
а) на тепловому споживанні $W_{\text{вир}}^{\text{тф}}$	2315,71	2391,49	0
б) у конденсаційному режимі $W_{\text{вир}}^{\text{конд}}$	1059,29	1046,01	0

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.16

1	2	3	4
14. Витрати електроенергії на власні потреби, млн. кВт*год/рік	377,9965	382,6216	195,2796
15. Річний відпуск електроенергії $W_{\text{ВІД}}$ млн. кВт*год/рік	2997,0035	3054,8784	-
16. Замикаючий відпуск електроенергії $W_{\text{ВІД}}^{\text{ЗАМ.}}$ млн. кВт*год/рік	57,8749	-	3250,158
17. Річна витрата умовного палива, тис. т.у.п./рік			
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні кг/кВт*год	365,6506	377,6163	0
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі кг/кВт*год	408,1444	382,4213	0
в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів	1014,5866	1045,0128	627,5203
г) на відпуск теплоти від водонагрівальних котлів	46,6086	17,5684	500,8882
Загальні витрати палива:	1834,69	1822,26	1129,044 5
У тому числі: а) вугілля	1788,09	1804,69	1129,044 5

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.16

1	2	3	4
б) мазут	46,61	17,57	-
18. Річні експлуатаційні витрати млн у.о./рік			
а) вартість палива	195,5886	186,7942	112,9044 5
б) амортизаційні відрахування	100,341	91,132	14,91
в) зарплата експлуатаційного персоналу	2,457	2,5137	1,4265
г) загальностанційні та інші витрати	39,4744	35,5854	11,4356
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	6,944988	0	390,019
Разом:	344,806	316,0253	530,6956
19. Сумарні приведені витрати	410,506	375,9753	540,6356

Висновки:

При проведенні техніко-економічних розрахунків було встановлено, що найменші приведені затрати у варіанту № 2, який включає в себе дві турбіни типу Т-175/210-130, та дві турбіни типу Р-100-130/15, вісім котлів з паропродуктивністю по 420 т/год кожний і чотири водонагрівальні котли типу КВГМ-100.

Таким чином найкращим варіантом є варіант ТЕЦ-2.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.7 Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ

Собівартість продукції – один з основних економічних показників, які характеризують рівень господарської діяльності промислового підприємства. Вона відображає результати усіх заходів з підвищенням економічності та рентабельності, поліпшення організації праці та виробництва, які впроваджуються на цьому підприємстві.

На стадії проектування проектна собівартість продукції показує, наскільки передові, технічно досконалі та економічно доцільні рішення закладені в проект.

В енергетиці проектна собівартість енергії на електричних станціях відображає досягнутий в проекті рівень використання первинних енергоресурсів, продуктивності праці, заходів з поліпшення ремонтного обслуговування обладнання, ефективність капітальних вкладень в дану електростанцію, режим її використання в енергосистемі.

ТЕЦ, на відміну від підприємств інших галузей промисловості, відпускають продукцію двох видів: електричну енергію та тепло. Таким чином при калькуляції собівартості електроенергії на ТЕЦ усі річні експлуатаційні витрати необхідно розподілити між двома видами продукції: електроенергією та теплом.

У зв'язку із цим, складання калькуляції собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ передбачає:

- розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ;
- розподіл витрат палива та витрат електроенергії власних потреб між електроенергією та теплом;
- розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом за допомогою «фізичного» методу;
- розрахунок собівартості електроенергії та тепла, а також її структури.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Величини заробітної плати експлуатаційного персоналу, амортизаційних відрахувань, а також загальностанційних та інших витрат прийняті відповідно до розрахунків, виконаних раніше.

1.7.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ

Витрати натурального палива, яке спалюється енергетичними котлами:

$$B_{\text{НАТ.}}^{\text{ЕК}} = 1804,69 * \frac{29309}{24786} = 2134,014 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

Вартість палива

$$100 \cdot 2134,014 = 213401,4 \text{ тис. у.о. / рік.}$$

Витрати натурального палива, яке спалюється водонагрівальними котлами:

$$B_{\text{НАТ.}}^{\text{ВК}} = 17,57 * \frac{29309}{37800} = 13,62326 \text{ тис. т. н. п./рік}$$

Вартість палива

$$360 \cdot 13,62326 = 4904,3736 \text{ тис. у.о./рік.}$$

Загалом вартість палива

$$I_{\text{п}} = 213401,4 + 4904,3736 = 218305,7736 \text{ тис. у.о. / рік} = 218,3058 \text{ млн.у.о. / рік}$$

Заробітна плата експлуатаційного персоналу

$$I_{\text{З/П}} = R * \Phi_{\text{з.п.}} = 399 * 6300 = 2,5137 \text{ млн. у. о.}$$

Амортизаційні відрахування

$$I_{\text{АМ}} = \frac{5,5}{100} * 198,4 + \frac{20}{100} * 401,1 = 91,132 \text{ млн. у. о.}$$

Загальностанційні та інші витрати

$$I_{\text{З}} = \frac{38}{100} * (2,5137 + 91,132) = 35,5854 \text{ млн. у. о.}$$

Загалом експлуатаційні витрати

$$I_{\Sigma} = 218,3058 + 2,5137 + 91,132 + 35,5854 = 347,5369 \text{ млн. у.о. / рік}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.7.2 Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом

Витрати палива енергетичними котлами при роздільному виробітку електроенергії та тепла:

$$B_{\text{роз}} = b_k \cdot W_{\text{вир}} + b_q \cdot Q_{\text{відп}}$$

$$B_{\text{роз}} = 0,3656 \cdot 1046,01 \cdot 10^6 + 41,4325 \cdot 25666,31 = 1063,419 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

Економія палива за рахунок комбінованого виробітку електроенергії та тепла:

$$\Delta B_{\text{тф}} = (b_k - b_t) \cdot W_{\text{тф}}$$

$$\Delta B_{\text{тф}} = (0,3656 - 0,1579) \cdot 2391,49 = 496,71 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

Витрати палива (без урахування електроенергії на власні потреби), які відносяться на виробіток:

а) електроенергії

$$B_w = 0,3656 \cdot 1046,01 \cdot 10^6 (1 - 0,4671) = 203,7923 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

б) тепла

$$B_q = 41,4325 \cdot 25666,31 \cdot (1 - 0,4671) = 566,6962 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

Разом (перевірка):

$$566,6962 + 203,7923 = 770,4885 \text{ тис.т у.п./рік;}$$

Розподіл електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом:

на відпуск електроенергії відносяться:

$$W_{\text{ВП}}^w = (W_{\text{ВП}}^{\text{к.п.}} + W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B_w}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{ВП}}^{\text{т.п}}$$

$$W_{\text{ВП}}^w = (84,0875 + 26,0625) \cdot \frac{203,7923}{770,4885} + 21,3436 = 50,478 \text{ млн. кВт · год. / рік}$$

на відпуск тепла:

$$W_{\text{ВП}}^q = (W_{\text{ВП}}^{\text{к.п.}} + W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B_q}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{ВП}}^{\text{тф}}$$

					НТУУ “КПІ”. ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$W_{\text{вп}}^{\text{q}} = (84,0875 + 26,0625) \cdot \frac{566,6962}{770,4885} + 23,9149 = 104,9309 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.} / \text{рік}$$

де

$W_{\text{вп}}^{\text{к.ц.}}$, $W_{\text{вп}}^{\text{т.ц.}}$, $W_{\text{вп}}^{\text{тф.}}$ та $W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}$ витрати електроенергії на власні потреби відповідно котельного цеху, машинного залу і електроцеху, теплофікаційної установки та інших споживачів.

Питома витрата палива на відпуск електроенергії становить:

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{B_{\text{w}} \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} - W_{\text{вп}}^{\text{w}}}$$

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{203,7923}{1046,01 - 50,478} = 0.204707 \text{ кг} / (\text{кВт} \cdot \text{год.})$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск тепла з урахуванням власних потреб, становлять:

$$B_{\text{q}} = B_{\text{q}}^{\cdot} + b_{\text{w}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3}$$

$$B_{\text{q}} = 566,6962 + 0.204707 \cdot 104,9309 = 588,1763 \text{ тис.т у.п.} / \text{рік.}$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск електроенергії:

$$B_{\text{w}} = B_{\text{w}}^{\cdot} - b_{\text{w}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3}$$

Разом:

$$588,1763 + 182,3122 = 770,48 \text{ тис.т у.п.} / \text{рік}$$

1.8 Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту

Для розрахунку грошових потоків та критеріїв економічної ефективності інвестиційного проекту необхідно розрахувати такі основні показники:

- капіталовкладення;
- доходи;
- річні експлуатаційні витрати (без амортизаційних відрахувань);
- амортизаційні відрахування.

					НТУУ "КПІ". ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.17 - Освоєння капіталовкладень і тривалість будівництва ТЕЦ

Паропроductивність котлів, т/год	Тривалість проектування та будівництва, міс				Частка засвоєних капіталовкладень, % від вартості першого блока		
	Проектування до початку будівництва	Підготовчий період	Основний період	Проміжок між пусками блоків	Проектування	Підготовчий період	Основний період (для 1-го блоку)
420	23	7	28	5	2,5	25	72,5

1.8.1 Розподіл капіталовкладень у будівництво ТЕЦ за роками розрахункового періоду

Для розрахунку грошових потоків необхідно загальні капіталовкладення визначити за допомогою капіталовкладень по блоках за формулою:

$$K_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БЛ}}^I + K_{\text{БЛ}}^{\text{II}}$$

де $K_{\text{БЛ}}^I$, $K_{\text{БЛ}}^{\text{II}}$ – капіталовкладення відповідно в I-ий, II-ий блоки, млн. у.о.;

$$K_{\text{ТЕЦ}} = 599,5 \text{ млн у.о.};$$

I-ий блок: T-175/210-130+P-100-130/15+4*420т/год+2*КВГМ-100;

$$K_{\text{БЛ}}^I = 299,75 \text{ млн у.о.};$$

II-ий блок: T-175/210-130+P-100-130/15+4*420т/год+2*КВГМ-100;

$$K_{\text{БЛ}}^{\text{II}} = 299,75 \text{ млн у.о.};$$

Далі отримане значення капіталовкладень, віднесене на кожний блок $K_{\text{БЛ}}^I$, розбивається на періоди.

1.8.2 Розрахунок доходів

1.8.2.1. Розрахунок доходів від відпуску електроенергії

$$D_w = C_{\text{тар}}^w \cdot W_{\text{відп}},$$

Де

$C_{\text{тар}}^w$ – тариф на електроенергію, у.о./(кВт·год), ($C_{\text{тар}}^w = 0,12$ у.о./(кВт·год));

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$W_{\text{відп}}$ - річний відпуск електроенергії в мережу, млн.кВт·год;

$$D_w = 0,12 \cdot 3054,8784 = 366,59 \text{ млн у.о./рік.}$$

Доходи від відпуску електроенергії з кожного блоку:

$$D_w^{\text{БЛ}} = \frac{D_w}{n_{\text{БЛ}}}$$
$$D_w^{\text{БЛ}} = \frac{366,59}{2} = 183,295 \text{ млн у.о./рік.}$$

1.8.2.2 Розрахунок доходів від відпуску тепла

$$D_Q = C_{\text{тар}}^Q \cdot Q_{\text{відп}},$$

$C_{\text{тар}}^Q$ – тариф на тепло, у.о./(ГДж), ($C_{\text{тар}}^Q = 0,15 \text{ у.о.}/(\text{ГДж})$);

$Q_{\text{відп}}$ - відпуск тепла від ТЕЦ, тис. ГДж;

$$D_Q = 15 \cdot 25666,31 = 384,995 \text{ млн у.о./рік.}$$

Доходи від відпуску тепла з кожного блоку:

$$D_Q^{\text{БЛ}} = \frac{D_Q}{n_{\text{БЛ}}}$$
$$D_Q^{\text{БЛ}} = \frac{384,995}{2} = 192,498 \text{ млн у.о./рік.}$$

Разом доходи від відпуску електроенергії і тепла:

$$D_{\Sigma} = D_w + D_Q$$
$$D_{\Sigma} = 183,295 + 192,498 = 375,793 \text{ млн у.о./рік.}$$

1.8.3 Амортизаційні витрати

Амортизаційні відрахування розраховують для років будівництва пропорційно освоєним основним фондам і кількості місяців роботи кожного агрегату (енергоблоку) у даному році після пуску. Для наступних років ці відрахування дорівнюють повній сумі амортизації від агрегатів (енергоблоків), введених в експлуатацію за попередні роки, рівній 92,132 млн у.о./рік, що була порахована раніше.

$$B_a = 92,132 \text{ млн у.о./рік.}$$

1.8.4 Розрахунок річних витрат

До цього пункту належать такі основні витрат: загальні витрати палива на ТЕЦ, заробітна плата персоналу та загальностанційні витрати.

Сумарні річні витрати (без амортизаційних відрахувань):

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{\Sigma} = B_n + B_{3n} + B_{in}$$

$$B_{\Sigma} = 186,7942 + 2,5137 + 35,5854 = 224,8933 \text{ млн у.о./рік.}$$

Сумарні експлуатаційні витрати на кожний блок станції:

$$B_{БЛ} = \frac{B_{\Sigma}}{n_{БЛ}}$$

$$B_{БЛ} = \frac{224,8933}{2} = 112,4467 \text{ млн у.о./рік.}$$

За даними будується графік будівництва, що наведений на рисунку 1.2.

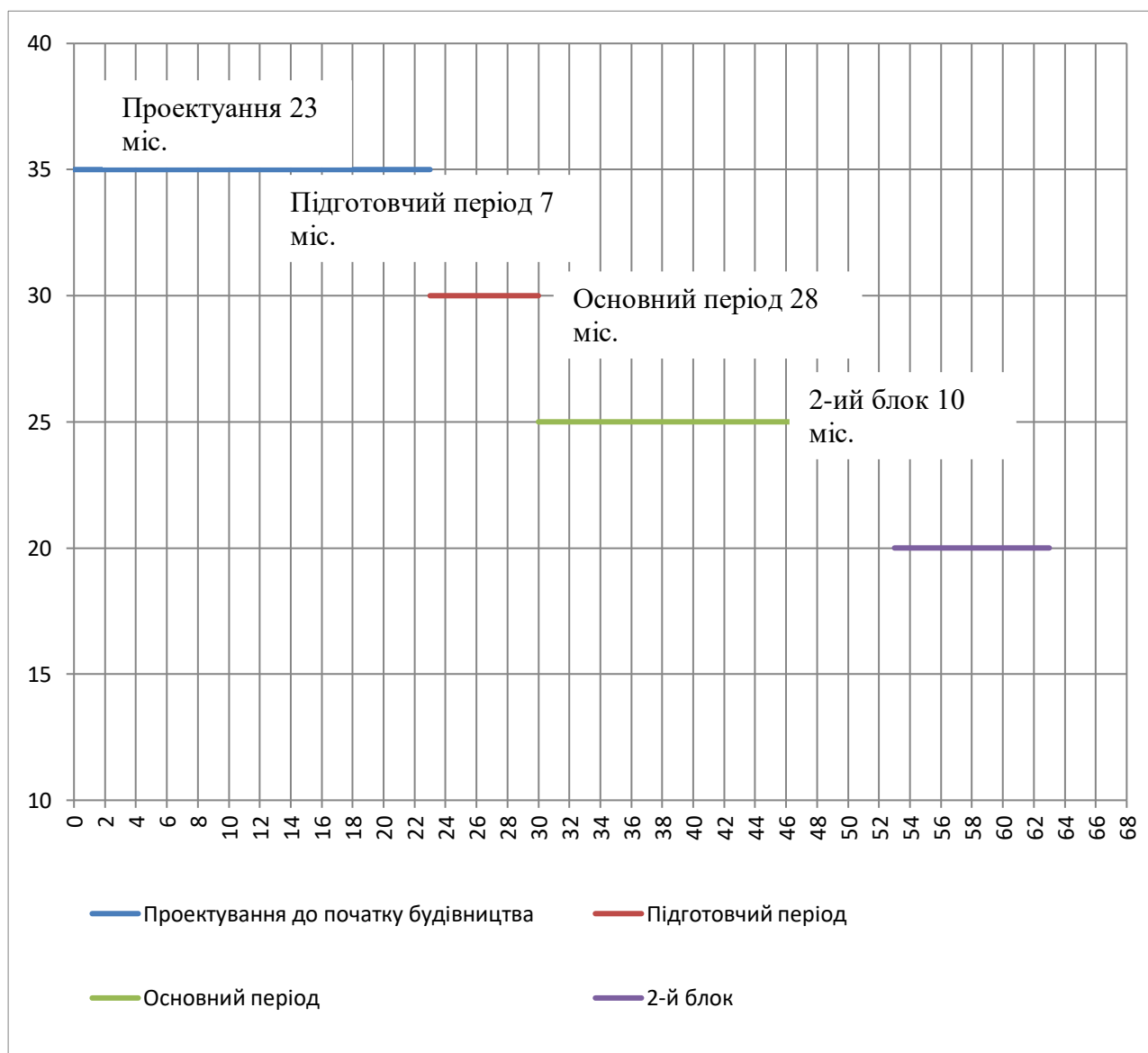


Рис. 1.2 -Етапи проектування та будівництва ТЕЦ

2. ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

Промислово-опалювальна ТЕЦ потужністю 550 МВт, що проектується в дипломній роботі призначена для постачання електроенергії та тепла території на якій знаходяться промислові підприємства та житлові масиви.

Основним паливом є кам'яне вугілля (АШ) для енергетичних котлів та мазут для водонагрівальних котлів. Майданчик для ТЕЦ обирається у відповідності з наступними вимогами:

- безпосередня близькість розташування споживачів електричної та теплової енергії;
- близькість до місця доставки палива;
- максимальна близькість до джерел водопостачання;
- оптимальний рельєф місцевості.

Система водопостачання ТЕЦ – оборотна з градирнями

Проектована електроцентрально повинна знаходитись поруч із залізничним полотном, з допомогою якого буде проводитись постачання палива, мастила, реагентів, транспортування основного, допоміжного та комплектуючого обладнання, що використовується для будівництва та експлуатації ТЕЦ[3].

Проектом передбачається прокладення додаткових залізничних колій безпосередньо на територію ТЕЦ, а саме до ГК, майданчику ВРП, вугільного та мастильного складів, системи мазутогосподарства, розвантажувальної естакади та розвантажувального пристрою.

Вони будуть призначені для подачі великогабаритних вантажів в турбінне відділення, з допомогою яких можна вивантажувати обладнання в ГК, та можливості доступу залізничних великовагових платформ до автотрансформаторів та резервного трансформатора[3].

Згідно результатів техніко-економічного розрахунку та кількості обраного енергетичного обладнання доцільно буде спроектувати ТЕЦ з двох енергоблоків з розподіленням обладнання по блоках:

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

I-ий блок: T-175/210-130+P-100-130/15+4*420т/год+2*КВГМ-100;

II-ий блок: T-175/210-130+P-100-130/15+4*420т/год+2*КВГМ-100;

Обов'язковим етапом проектування ТЕЦ є розробка АСУ ТП. Вона має виконувати такі функції[3]:

На рівні керування технологічними процесами (контролери АСУ ТП)

- Збір технологічних даних (аналогові виміри, цифрові сигнали, послідовності подій) і видача сигналів керування на пристрої[3];

- Інтерфейс із технологічними процесами з використанням цифрових пристроїв зв'язку з об'єктом (ПЗО)[3];

- Автоматичне регулювання[3];

- Технологічні захисти, блокування, сигналізація[3];

На рівні щита управління (робочі станції АСУ ТП)

- Контроль і управління технологічними процесами за допомогою автоматизованих робочих місць (АРМ) операторів (з використанням технологічних відеограм і архівних трендів, аварійної сигналізації, програмувальних пультів керування)[3];

- Розробка прикладного ПЗ з використанням інженерної робочої станції (як користувальницька платформа використана AutoCAD або аналог)[3];

Архівна реєстрація параметрів та роздруківка звітів

- Для організації зв'язку із зовнішніми системами електрогидравлічного регулювання турбін[3]; контролю вібрації й механічних величин турбоагрегатів в комплексі з діагностичною програмою; управління сіркоочисткою та золовидаленням; моніторинг електричних параметрів генератора з організацією загальноблокових захистів[3].

Максимальна величина теплового навантаження споживачів в районі ТЕЦ складають 1150 МВт. Кількість пари, що відпускається промислового споживачу, складає 1100 т/год при електричній потужності 550 МВт.

Режим роботи ТЕЦ – базовий. Кількість годин використання встановленої потужності електричної потужності складає 6250 годин/рік.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Гаряче водопостачання на ТЕЦ приймаємо по закритій двоконтурній схемі, оскільки основною перевагою такої схеми є можливість безпосереднього контролю та регулювання температури теплоносія.

Відпуск теплового навантаження ТЕЦ передбачається з допомогою чотирьох магістралей за тепловим графіком 150/70 °С.

Район будівництва ТЕЦ – м. Харків, Україна.

Кліматологічні дані для м. Харків:

- тип клімату – помірно-континентальний;
- розрахункова температура для опалення - -23°C ;
- розрахункова температура для вентиляції - -11°C ;
- середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $-1,5^{\circ}\text{C}$;
- тривалість опалювального періоду – 4296 год/рік (179 днів).

2.2 Основне обладнання

Вибір типу турбіни визначається характером теплового навантаження. Для ТЕЦ з відпуском тепла в гарячій воді та технологічної пари доцільно встановити турбіни типу Т та Р.

Згідно результатів техніко-економічного розрахунку було обрано оптимальну кількість основного енергетичного обладнання, яке здатне покривати всі необхідні потреби

дві турбіни ПО ТМЗ Т-175/210-130 з двома опалювальними відборами;

дві турбіни ПО ТМЗ Р-100-130/15 із витратою пари з протитиском.

2.2.1 Турбоагрегати

Турбоагрегат Т-175/210-130

Турбіна типу Т-175/210-130 призначена для комбінованого виробітку теплової та електричної енергії та слугує приводом генератора типу ТГВ-200М завод “Електросила”. Номінальним режимом роботи турбіни є робота в теплофікаційному режимі при номінальних значеннях теплового та

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електричного навантаження та параметрів свіжої пари та при повністю ввімкненій системі регенерації.

Парова турбіна типу Т-175/210-130 має два опалювальних відбори пари для підігріву мережної води. Турбіна розрахована на роботу на надвисоких параметрах пари: $P = 12,75$ МПа, $t = 555$ °С.

Живильна вода підігрівається в семи регенеративних підігрівачах та деаераторі з абсолютним тиском 0,6 МПа. Турбіна виконана одновальною, трьохциліндровою.

В залежності від режимів експлуатації може працювати в режимах:

- з двома опалювальними відборами для ступеневого підігріву мережної води, автоматичним підтриманням мінімальної витрати пари в конденсаторі та з використанням тепла цієї пари;
- з двома опалювальними відборами пари для ступеневого підігріву мережної води та з вільним відпуском пари в конденсатор;
- в конденсатному режимі з вимкненими відборами. Перехід із одного режиму в інший виконується без зупинки турбіни.

Максимальна електрична потужність 210 МВт досягається при роботі на конденсаційному режимі. Розрахункові витрати охолоджувальної води на конденсаційному режимі – 24800 м³/год при температурі 20 °С. По мірі набирання теплового навантаження електрична потужність турбіни зменшується до номінальної. Максимальна температура підігріву мережної води складає 110°С при витратах пари на турбіну 760 т/год.

Турбіна має п'ять нерегульованих та два регульованих відбори пари, призначених для:

- підігріву конденсату і живильної води в ПВТ і ПНТ;
- підігріву живильної води в деаераторі;
- підігріву мережної води в мережних підігрівачах;
- власні потреби (калорифери котла, та інші).

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Межі регулювання тиску в регульованих відборах:

- верхній відбір.....0,059-0,294 МПа;
- нижній відбір.....0,049-0,196 МПа.

При роботі двох теплофікаційних відборів, регульований тиск підтримується в верхньому опалювальному відборі; при роботі одного нижнього відбору, регульований тиск підтримується в нижньому. Робота з одним верхнім опалювальним відбором не допускається.

Турбіна розрахована на роботу при частоті електричної мережі 50 Гц, що відповідає швидкості обертання ротора 3000 хв⁻¹. Робота при частоті мережі більше 50,5 Гц та нижче 49,5 Гц не допускається.

Таблиця 2.1 - Основні технічні характеристики турбіни при номінальному режимі

Номінальна електрична потужність, МВт	175
Максимальна електрична потужність, МВт	210
Кількість циліндрів, шт.	3
Кількість відборів, в тому числі:	7
- нерегульованих	5
- регульованих	2
Частота обертання ротора, хв. ⁻¹	3000
Тиск свіжої пари перед стопорним клапаном, МПа	12,75
Температура свіжої пари, °С	555
Витрата пари т/год:	
- максимальна	760
- номінальна	745
Температура живильної води, °С	232
Тиск в конденсаторі при номінальному навантаженні, кПа	4,9
Витрати охолоджуючої води, т/год	24800
Температура охолоджуючої води, °С	20

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.1

Теплове навантаження, МВт:	
- номінальне	314
Максимальна температура мережної води, °С	118
Максимальний тиск мережної води, МПа	0,8

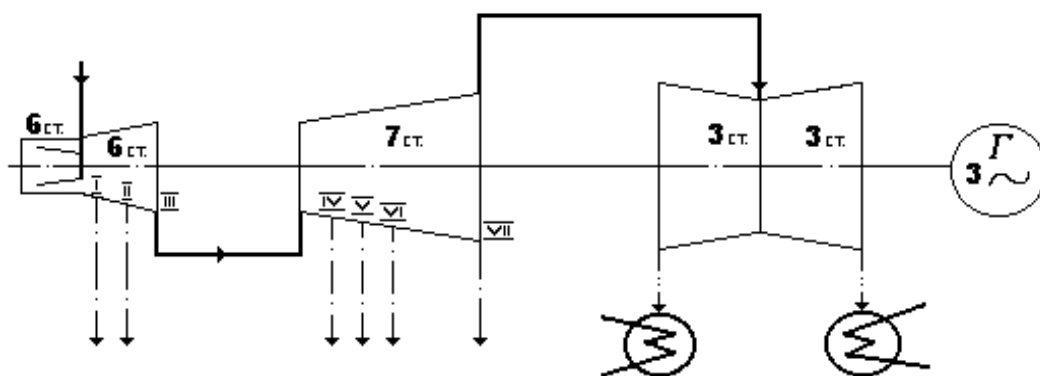


Рис. 2.1 – Парова турбіна Т-175/210-130.

Турбоагрегат Р-100-130/15

Парова турбіна Р-100-130/15 має електричну потужність 100 МВт і спроектована на початковий тиск 12,75 МПа і температуру 5558С, протитиск 1,47 МПа. Турбіна виконана одноциліндровою.

Одноциліндрова турбіна має соплове паророзподілення. Після стопорного клапана пар надходить до чотирьох регулюючих клапанів, що підводять пару до соплової решітки одновінцевої регулюючої ступені. П'ятий перегрузочний клапан перепускає пару з камери регулюючої ступені до сопел п'ятої ступені турбіни. Формула проточної частини: Р+16Т. Також, є дві камери нерегулюючих відборів за 9-ою та 13-ою ступенями, що подають пару на ПВТ-1 та ПВТ-2. ПВТ-3 отримує пару 13 ата із протитиску. Блок переднього підшипника включає комбінований підшипник, масляний насос і швидкохідний регулятор. Ротори турбіни та генератора з'єднані пружньою

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

муфтою, на якій розташовано зубчасте колесо валоповоротного пристрою (частота обертання $3,4 \text{ хв}^{-1}$). Ротор турбіни гнучкий, критична кількість обертів 1790 хв^{-1} .

Турбоустановка має 3 ПВТ. Конденсат пари, що гріє, із ПВТ зливається каскадно і направляється в деаератор 0,6 МПа.

Корпуси ПВТ розраховані на максимальний тиск, тому запобіжні клапани не встановлюються. Відсос повітря з ПВТ відбувається каскадно. З останнього ПВТ повітря відсмоктується в деаератор.

У схемі турбоустановки з турбіною Р-100-130/15 передбачений нерегульований відбір пари за 7 ступенем. На лінії відбору встановлені засувка з електроприводом, що відмикає підливний клапан із примусовим закриттям, захисний клапан, засувка з ручним керуванням і витратомірна шайба.

Захисний клапан має швидкодіючий масляний сервомотор (автозатвор), зв'язаний з лінією керування стопорними клапанами турбіни і відбір, що вимикається, при скиданнях електричного навантаження і при спрацьовуванні захисту турбіни від розгону зворотнім потоком пари з лінії відбору.

Основні параметри турбоустановки Р-100-130/15 наведено в таблицях 3.2-3.3, схема турбіни зображена на рис. 3.2.

Таблиця 2.2 – Основні параметри парової турбіни

Потужність, МВт:	
- номінальна	100
- на конденсаційному режимі	-
- максимальна	60
Частота обертання ротора, с^{-1}	3000
Номінальні параметри пари:	
- тиск свіжої пари, МПа	12,75
- температура свіжої пари, $^{\circ}\text{C}$	565
Витрата свіжої пари, т/год	480

Продовження таблиці 2.2

Межі регулювання тиску в відборах, МПа:	
- виробничому	-
- верхньому опалювальному	-
- нижньому опалювальному	-
Межі регулювання протитиску, МПа	1,2-1,75
Номінальна витрата пари в протитиску, т/год	370
Температура підігріву живильної води, °С	235
Кількість відборів для регенерації	3

Таблиця 2.3 – Параметри пари відборів турбіни Р-100-130/15

№ відбору	Підігрівач	Тиск, МПа	Температура, °С	Кількість пари, що відбирається, кг/с
I	ПВТ3	3,63	401	5,0
II	ПВТ2	2,158	336	5,55
III	ПВТ1	Залежить від ввімкнення деаератора		

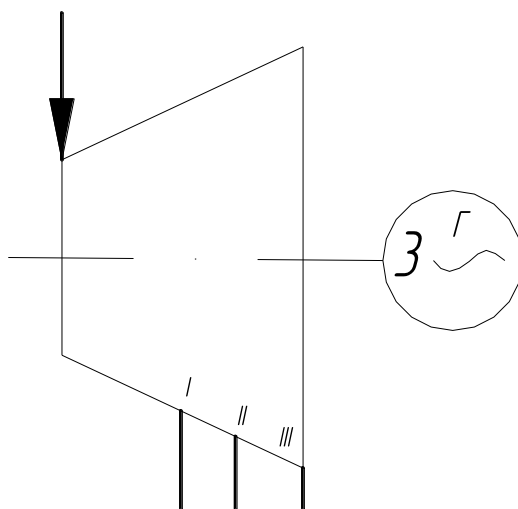


Рис. 2.2 – Парова турбіна Р-100-130/15.

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.2 Котлоагрегати

Паровий котел БКЗ-420-140

Котельний агрегат Е-420-140 призначений для виробітку перегрітої пари на теплових електростанціях з теплофікаційними турбінами при спалюванні кам'яного вугілля.

Котел вертикально-водотрубний, барабанний, з природною циркуляцією, виконаний у П-подібному компонуванні, в газощільному виконанні з твердим шлаковидаленням.

Топкова камера відкрита, призматична, виконана із суцільнозварних мембранних газощільних панелей, виготовлених із труб діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм (сталь 20) з вварюванням смуги 6Х20 мм. Крок труб в панелях — 80 мм.

Шлаковидалення тверде, механізоване, безперервне, зі шнековими транспортерами та подрібнювачем.

В нижній частині топки трубами фронтového та заднього екранів утворена „холодна воронка”.

У верхній частині топки труби заднього екрану утворюють аеродинамічний виступ.

Топка обладнана шістьма вихровими пальниками, які розташовуються в два яруси на фронтівій стінці.

Барабан котла зварної конструкції внутрішнім діаметром 1600 мм з товщиною стінки 112 мм (сталь 16ГНМА).

Схема випаровування двоступенева, з промиванням пари живильною водою. Перша ступінь випаровування ввімкнена безпосередньо в барабан котла і являє собою сполучення внутрішньо барабанних циклонів та паропромивальних пристроїв.

Друга ступінь включає сепараційні виносні циклони зовнішнім діаметром 426 мм.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вода з барабану до випарних барабанів подається по стояках діаметром 219 мм. Пароводяна суміш з екранів в барабан відводиться по трубах діаметром 159 мм.

Пароперегрівач радіаційно-конвективного типу. Радіаційна частина пароперегрівача складається із ширм, розташованих в верхній частині топкової камери, виконаних із труб діаметром 42 мм з товщиною стінки 5 мм (сталь 12Х1МФ); конвективна частина — у вигляді окремих ступенів – розташована в горизонтальному газоході і виконана із труб діаметром 38 мм з товщиною стінки 4; 4,5; 5 и 6 мм (сталь 20, 12Х1МФ, 12Х18Н12Т). Бічні стіни горизонтального газоходу і частина опускного газоходу екранована горизонтальними суцільнозварними панелями пароперегрівача із труб діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм з відстанню одна від одної 100 мм.

Температура перегрітої пари регулюється упорскуванням власного конденсату в пароохолоджувачах. В конвективному газоході за пароперегрівачем розташовані водяний економайзер та трубчастий повітропідігрівач, скомпоновані „в розсічку”. Економайзер складений із гладких труб діаметром 32 мм з товщиною стінки 4 мм (сталь 20). Поверхні нагріву повітропідігрівача виконані із труб діаметром 40 мм з товщиною стінки 1,5 мм (Сталь 3). Блоки водяного економайзера та повітропідігрівача встановлені один на одному і зварені між собою щільним швом, щоб виключити можливість присмоктування холодного повітря.

Котел обладнаний тепловою камерою для спільної ізоляції перепускних труб та камер котла. Обмурування являє собою натрубну ізоляцію із вулканитових плит або азбестової напиленої маси. Вогнетривкі матеріали застосовані тільки на амбразурах пальників.

Котел обладнаний необхідною арматурою, пристроями для відбору проб пари та води, а також контрольно-вимірювальними пристроями. Процеси живлення, регулювання температури перегрітої пари та горіння автоматизовані. Передбачені засоби теплового захисту.

Доставка котлоагрегату здійснюється транспортабельними блоками.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 - Технічні характеристики котла БКЗ-420-140

Завод-виготовлювач	ПО „Сибенергомаш”
Паливо	АШ
Паропроодуктивність, т/год	420
Тиск пари на виході пароперегрівача, МПа	14
Температура, °С:	
- перегрітої пари	560
- живильної води	210
- вихідних газів	143
- підігріву повітря	375
ККД (брутто) гарантійний, %	91
Тип повітропідігрівача	ТПП
Габаритні розміри, м:	
- ширина по осях колон	19,5
- глибина по осях колон	20
- верхня відмітка котла	42
Вага металу котла, т:	
- загальна	2350
- поверхонь під тиском	910
- легованих сталей	171/22,2
- каркасу	508,4
Компонування котла	П-подібне

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

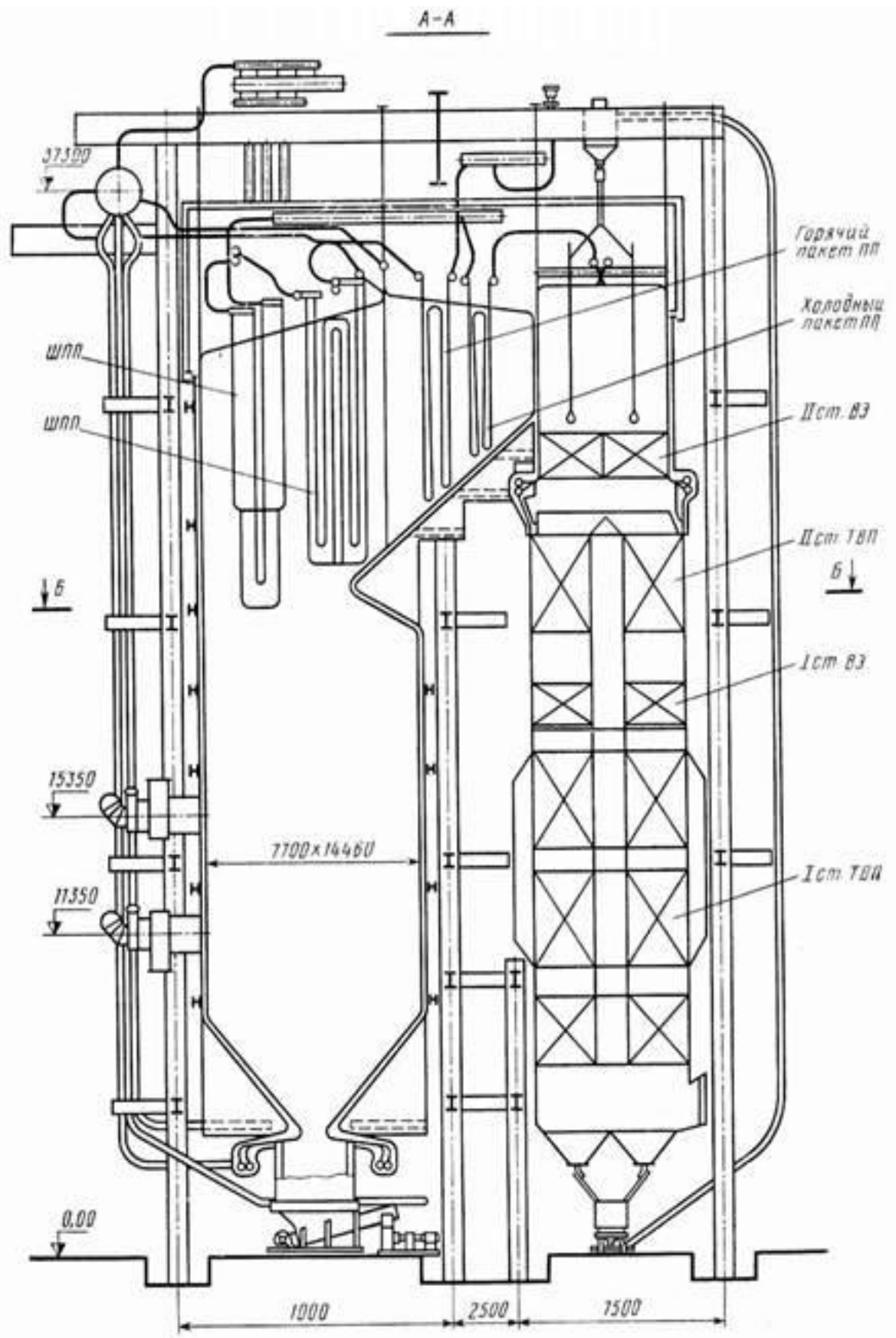


Рис. 2.3 Котлоагрегат Е-420-140 (БКЗ-420-140)[4]

					НТУУ "КП".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Піковий водогрійний котел КВГМ-100

Котел типу КВГМ був розроблений НПО “ЦКТИ” разом з Дорогобузьким котельним заводом.

Котел КВГМ-100-150 теплопродуктивністю 116,3 МВт призначений для одержання гарячої води з температурою до 150 °С для використання в системах опалення, вентиляції та гарячого водопостачання об'єктів промислового і побутового призначення і для встановлення на ТЕЦ як піково-резервного джерела теплопостачання. Котел використовується як в основному режимі, так і в піковому, тобто для підігріву мережної води від 70 до 150°С і від 110 до 150°С. Котел повинен працювати з постійною витратою води.

Котел водотрубний, прямоточний з Т-подібним замкнутим компонуванням поверхонь нагрівання. Вертикальна призматична топка екранована трубами 60x4 мм із кроком 64 мм.

Конвективні газоходи примикають до бічних стінок топки. Розділові стінки між газоходами і топкою газоцільні. Бічні стінки конвективних газоходів виконані з труб 38x4 мм із кроком 42 мм.

Топка котла обладнана шістьма вихровими газомазутними пальниками з паромеханічними форсунками, розташованими зустрічно трикутником з вершиною вгорі на бічних стінках.

Для зменшення утворення окислів азоту застосовується рециркуляція димових газів з конвективного газоходу в повітряний тракт котла перед пальниками.

Котел допускає роботу зі зміною навантаження в межах 30—100% від номінальної теплопродуктивності.

Пакети конвективних поверхонь нагрівання розміщені в двох опускних вертикальних екранованих газоходах. Пакети набираються з П-подібних ширм, виконаних із труб 32x3 мм. Труби пакетів утворюють шаховий пучок із кроком 68 і 42 мм. Бокові стінки конвективного газоходу закриті трубами 96x5 мм із кроком 136 мм, що є одночасно колекторами для ширм конвективних пакетів.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При роботі на мазуті котел повинний включатися за прямоточною схемою (підведення води здійснюється в поверхні нагрівання топкової камери, а відвід – з конвективних поверхонь нагрівання), при роботі тільки на газоподібному паливі включення котла по воді виконується по протиточній схемі (підведення води — біля поверхні нагрівання конвективних газоходів, а відвід води — з поверхні нагрівання топкової камери).

Ізоляція котла - натрубна, товщиною 110 мм і може виконуватися методом напилювання. Газощільність стін котла забезпечується обшиванням металевим листом товщиною 3 мм. Навантаження котла передаються через підвіски на верхню раму несучого каркасу. Котел розрахований на роботу з урівноваженою тягою. Для видалення зовнішніх відкладень із труб пакетів конвективних поверхонь нагрівання при роботі на мазуті котел обладнаний пристроями дробового очищення.

Таблиця 2.5 – Технічна характеристика водогрійного котла КВГМ-100

Характеристика	Паливо
	Мазут
Номінальна продуктивність, МВт	116,3
Розрахункова витрата води в основному режимі, т/год	1235
Розрахункова витрата води в піковому режимі, т/год	2460
Мінімально дозволений тиск за котлом, МПа	0,8
Розрахункова температура води на вході в котел в основному режимі, °С	70
Розрахункова температура води на вході в котел в піковому режимі, °С	110
Розрахункова температура води на виході, °С	150

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.5

Гідравлічний тиск котла по газовому тракту, МПа	$120 \cdot 10^{-5}$
Температура вихідних газів, °С	180
ККД котла, %	91,3
Розрахункова витрата палива, т/год (м³/год)	11,5
Спосіб очищення від золи конвективних поверхонь нагріву	Дріб
Розміри по осях колон, м	
Глибина	18
Ширина	12
Висота	16,4

2.3 Вибір допоміжного обладнання

Необхідність покриття навантаження в гарячій воді та парі передбачає встановлення на ТЕЦ турбоагрегатів з теплофікаційними відборами пари.

Деаерація додаткової води (знесолена вода), яка поповнює витрати води в циклі, здійснюється в вакуумному деаeratorі, який забезпечується паром із теплофікаційних відборів турбін. Застосування вакуумного деаератора забезпечує найбільш повне використання теплофікаційних відборів турбін, так як дозволяє працювати з тиском в теплофікаційних відборах, що відповідає дійсному температурному режиму теплової мережі. Застосування деаeratorів атмосферного типу призводить до недовиробітку електроенергії, т. я. вони обмежують зниження тиску в теплофікаційних відборах турбін величиною 0,12 МПа. Другою, теж суттєвою, перевагою вакуумного деаератора є здатність роботи без перегріву хімічно очищеної (знесоленої) води. В даній схемі ТЕЦ вакуумний деаератор працює під тиском 7,5 кПа, при якому процес деаерації протікає при температурі близько 75 °С. При цьому попередній підігрів zugesolenoї води, що подається в деаератор с температурою близько 38 °С не потрібен.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Пікове теплофікаційне навантаження покривається водогрійними котлами, на ТЕЦ встановлюємо чотири пікових котла типу КВГМ-100.

Додавання води в теплову мережу здійснюється водою, що пройшла деаерацію в вакуумному деаераторі, який працює під тиском 0,0075 МПа, якому відповідає температура води, що проходить деаерацію 40⁰С. В опалювальний період вода, що додається, має температуру 40⁰С, влітку, перед відпуском в теплову мережу, вона підігрівається до 65⁰С. Сира вода (питної якості) перед надходженням на ХВО води, що додається підігрівається до 40⁰С. Підігрів вихідної сирі води до 25⁰С як для додавання в теплову мережу, так і для додавання в котлоагрегати здійснюється у відповідних ППВ.

Вакуум в конденсаторах підтримується за допомогою триступеневих пароструменевих ежекторів.

2.3.1 Турбінне відділення

Система регенеративного підігріву

Теплова схема турбоустановки в значній мірі визначається схемою регенеративного підігріву живильної води. Такий підігрів води парою, яка частково була відпрацьована в турбіні і відведена з неї через регенеративні відбори до підігрівачів, забезпечує збільшення термічного ККД циклу.

Регенеративні підігрівачі ТЕЦ встановлюють індивідуально в кожній турбіні, без резерву. Приймається по одному корпусу в кожній ступені підігріву, тобто приймається “однониткова” схема підігрівального пристрою.

СРП живильної води складається із:

- охолоджувача сальникових підігрівачів;
- охолоджувача ежекторів ущільнень;
- ПНТ;
- Деаератора;
- ПВТ.

Також до СРП входить допоміжне обладнання:

- зливні насоси (від ПНТ);
- паропроводи відборів із зворотними клапанами.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Конденсат, який підводиться в СРП із конденсатних насосів послідовно проходить через ежектори ущільнень, сальникові підігрівачі, ПНТ і потрапляє в деаератор 0,6 МПа. Із деаератора живильна вода живильними насосами прокачується через ПВТ і поступає в котел.

Підігрівачі високого тиску

ПВТ в СРП виконана однопоточною з нагрівом води в одній групі апаратів, послідовно розміщених між котельним і живильними насосами. ПВТ використовують теплоту пари, яка відбирається з ЦВТ турбіни. Робочий тиск води в трубних системах визначається повним напором ЖЕН.

Теплообмінна система ПВТ замикається в один корпус і для більш повного використання теплоти, підведеної пари розділяється на зони:

- охолодження пари - ОП;
- конденсації пари – КП;
- охолодження конденсату гріючої пари – ОК.

В даних ПВТ виконана послідовна схема включення по живильній воді всіх зон – ОК, КП, ОП.

Конструктивно всі ПВТ представляють собою вертикальні апарати зварної конструкції з теплообмінною поверхнею, набраною із звитих в плоскі спіральні гладкі труби зовнішнім діаметром 32 мм і товщиною стінки 4 мм, приєднаних до вертикальних розгалужуючих і збираючих колекторних труб. Всі елементи трубої системи виконані із сталі 20. Елементи корпусу виконані із вуглецевої сталі 20К.

Підігрівачі низького тиску

СРП низького тиску виконана однопоточною, з нагрівом води в одній групі послідовно розміщених ПНТ поверхневого типу і деаератором. Пробіг води в них виконується під тиском КН.

Основні вузли ПНТ:

- водяна камера з трубками для підводу і відводу живильної води з перегородками всередині водяної камери для організації в підігрівачах певного числа ходів;

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- трубна система набирається із U-подібних трубок діаметром 16 мм і товщиною 1 мм, кінці яких завальковані в трубній дошці;
- направляючі проміжні перегородки для організації потоку пари;
- корпус підігрівачів із привареними патрубками, опорними лапами і фланцем;
- трубна дошка закріплена за допомогою шпильок між фланцями корпусу і водяної камери.

На турбоустановці Р-100-130/15 ПНТ не встановлюються.

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики підігрівачів низького тиску турбіни Т-175/210-130

№ підігрівача	ПНТ-1	ПНТ-2	ПНТ-3	ПНТ-4
Типорозмір	ПН-400-26-7-П	ПН-400-26-7-П	ПН-400-26-7-П	ПН-400-26-7-V
Площа поверхні теплообміну, м ²	400	400	400	400
Зона ОП	-	-	-	-
Зона ОД	-	-	-	-
Номінальна масова витрата води, кг/с	208,3	208,3	208,3	208,3
Розрахунковий тепловий потік, МВт	26,7	26,7	26,7	26,8
Максимальна температура пари, °С	400	400	400	400

Продовження таблиці 2.6

Гідравлічний опір при номінальній витраті води, МПа		0,045	0,045	0,045	0,045
Габаритні розміри, мм	Висота	5655	5655	5655	5655
	Діаметр корпуса	1624	1624	1624	1624
Маса підігрівача, т	Без води	12,4	12,4	12,4	12,3
	З водою	21,9	21,9	21,9	23,8

До регенеративних підігрівачів ТЕЦ пред'являються високі вимоги по надійності і забезпеченню заданих параметрів підігріву води – вони повинні бути герметичні, забезпечувати доступ до окремих їх частин при очистці поверхонь нагріву від відкладень.

Для запобігання кипіння середовища, що нагрівається і гідравлічних ударів в поверхнях нагріву тиск гріючої пари повинен бути нижчим від тиску води.

Також є установки, які забезпечують надійну роботу підігрівачів. Наприклад у ПВТ є дві системи захисту:

- від підвищення рівня води в ПВТ;
- від підвищення тиску в трубній системі ПВТ.

СП використовуються в регенеративній схемі, як охолоджувачі пари із проміжних камер лабіринтових ущільнень турбіни.

В даній схемі турбіни Т-175/210-130 використовується два СП:

- в системі конденсатного тракту (перед ПНТ-1) - ПС-250-30-0,5-І;
- в системі мережної води (перед МП-1) - ПС-250-8-0,5.

Дренажні (зливні) насоси конденсату із регенеративних підігрівачів встановлюють без резерву, при цьому виконують резервну лінію каскадного зливу дренажу в сусідній регенеративний підігрівач більш низького тиску.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На турбоагрегат Т-175/210-130 встановлюють такі зливні насоси:

- на ПНТ-2 один насос Кс-80-155;
- на ПНТ-3 два насоси Кс-80-155.

Деаератор

В конденсаті живильної та добавленої води містяться агресивні гази, які викликають корозію обладнання и трубопроводів електричної станції. Для захисту від газової корозії застосовують термічну деаерацію води.

Деаератор призначений для:

- видалення із живильної води корозійно-активних газів: кисню, вільного двоокису вуглецю, а також зв'язаного двоокису вуглецю шляхом термічного розкладу бікарбонатів, розчинених в живильній воді;
- утворення робочого резерву живильної води в баці-акумуляторі для компенсації втраченого балансу між витратами живильної води в котлі та основного конденсату турбіни з урахуванням доданої води;
- підігріву живильної води.

Ємність акумулюючого баку деаератора - 100 м³, забезпечує у випадку аварії запас води на 6 хвилин, у випадку максимального навантаження котла, а також для прийому дренажів від ПВТ. Деаератор розміщується на відмітці 21,6 м, що забезпечує нормальну безкавітаційну роботу ЖН, утворюючи гідравлічний підпір води на всмоктуванні ЖН.

Живильна вода на виході із деаератору повинна задовольняти вимогам ПТЕ:

- розчинений кисень після деаератору не повинен перевищувати 10 мкг/кг;
- з'єднання заліза (в перерахунку на Fe) не більше 10 мкг/кг;
- з'єднання натрію (в перерахунку на Na) не більше 5 мкг/кг;
- загальна жорсткість не більше 0,2 мкг-екв/кг;
- Показник рН = 9,1 ± 0,1

У деаератор поступають потоки пари і води:

а) в деаераційну колонку

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- основний конденсат після ПНТ-4;
- пара із штоків стопорних і регульованих клапанів турбіни;
- гріюча пара із колектора власних потреб;

б) в бак-акумулятор:

- живильна вода із деаераційної колонки;
- рециркуляція живильних насосів;
- дренаж гріючої пари ПВТ;
- рециркуляція впорскувань котла;

На ТЕЦ встановлюються деаератори ДП-1000-4 на всі турбоагрегати:

- Т-175/210-130;
- Р-100-130/15.

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики деаератора підвищеного тиску типу ДП-1000-4

Найменування параметра	Значення
Номінальна продуктивність, кг/с	277,8
Робочий тиск, Мпа	0,69
Тиск, дозволений, при роботі запобіжних клапанів, МПа	0,74
Пробний гідравлічний тиск, МПа	0,88
Робоча температура, °С	164,2
Максимально-допустима температура, °С	172
Діаметр колонки, мм	2400
Висота колонки, мм	4500
Маса колонки, кг	7100
Маса колонки заповненої водою, кг	26000
Геометрична ємність колонки, м ³	17

Разом з деаератором типу ДП-1000-4 застосовується деаераторний бак типу БД-100-1-13.

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Деаераторний бак застосовується для створення необхідного запасу живильної води, та прийому деяких видів потоків пари і води.

Таблиця 2.8 – Технічна характеристика деаераторного бака типу БД-100-1-13

Найменування параметра	Значення параметра
Корисна ємність, м ³	100
Геометрична ємність, м ³	113
Максимальна довжина, мм	13500
Діаметр бака-акумулятора, мм	3500
Товщина стінки, мм	16
Маса, т	23,95

Живильна установка

Для чотирьох котлів типу БКЗ-420, турбіни типу Т-175/210-130 та турбіни типу Р-100-130/15 витрата живильної води при витратах в циклі 2% і питомому об'ємі води - 1,1 м³/т складає: - 1885 м³/ч.

Для цього встановлюється:

Три живильних електронасоса типу ПЕ-500-180-3г на два котли, продуктивністю 500 м³/год, напором 18,34 МПа. Двигун обладнаний гідромуфтою.

Привід насоса виконується електродвигуном типу АГД-3150 потужністю 3150 кВт, напругою 6 кВ через редуктор и муфту.

При відмові одного із насосів на ТЕЦ інші повинні забезпечити таку подачу води, при якій ТЕЦ відпускає тепло в кількості, що визначається температурою найхолоднішого місяця, з допустимим зниженням електричного навантаження одного турбоагрегату.

Живильні насоси

Живильні насоси є найважливішими з допоміжних машин паротурбінної електростанцій, їх розраховують на подачу живильної води при максимальній потужності ТЕЦ з запасом не менш ніж 5%.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На два котла ТЕЦ встановлюємо три живильні насоси – два основних і один резервний.

Тиск живильного насосу:

$$P_{\text{пн}} = (1,25 \dots 1,35) \cdot P_0 = 1,35 \times 13 = 17,55 \text{ МПа},$$

де $P_0 = 13 \text{ МПа}$ - тиск на виході пароперегрівача.

Таблиця 2.9 – Основні технічні характеристики насосу ПЕ-500-180-3г

Тип	ПЕ-500-180-3г
Продуктивність, м ³	500
Тиск нагнітання, Мпа	8,34
Температура живильної води, °С	160
Швидкість обертання, хв ⁻¹	2900
Тип приводу	АГД
Номінальна потужність електродвигуна, кВт	3150
ККД насосу, %	78
Допустимий кавітаційний запас, м	15

Конденсаційна установка

Конденсаційна установка призначена для відводу конденсату із збірника конденсату конденсатора та подання його крізь всі ПНТ в деаератор.

Конденсаційна установка складається з:

- конденсатора;
- конденсатних насосів;
- основних ежекторів;
- ежектора циркуляційної системи;
- ежектора ущільнень.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відпрацьована в турбіні пара надходить у міжтрубний простір, який охолоджується циркуляційною водою. Утворений конденсат стікає в конденсатозбірник, звідки конденсатним насосом прокачується крізь систему регенерації низького тиску турбіни подається в деаератор.

Для початкового створення вакууму у конденсаторі на непрацюючій турбіні та його підтриманні під час роботи, конденсаційна установка обладнана пусковим й основним ежекторами, які відсмоктують повітря й пароводяну суміш з конденсатора й інших теплообмінних апаратів.

В даній тепловій схемі застосований конденсатор типу КГ2-12000-1, призначений для конденсації відпрацьованої пари в турбіні, створення необхідного вакууму й отримання чистого конденсату.

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики конденсатора типу КГ2-12000-1

Тип конденсатора	КГ2-12000-1
Поверхня охолодження, м ²	12000
Витрата циркуляційної води, м ³ /год	25000
Гідрравлічний опір, кПа	58
Маса без води, т	310

Насоси прокачують конденсат через всі підігрівачі низького тиску. В якості насосів прийняті насоси типу КСВ-320-160-2 (два робочих, один резервний) продуктивністю по 320 м³/год, напором 1,6 МПа.

Таблиця 2.11 – Технічні характеристики конденсаційного насосу типу КСВ-320-160-2

Параметр	Значення
Подача, V, м ³ /ч	320
Напір, Н, м	160
Допустимий кавітаційний запас, м	2,0
Частота обертання, хв. ⁻¹	1500
Потужність, кВт	186
ККД насоса, %	75

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Як вже зазначалось в тепловій схемі є основний ежектор, який призначено для забезпечення нормального процесу теплообміну в конденсаторі і теплообмінних апаратах, які знаходяться під розрідженням. Один основний ежектор є резервним. Витрата пари на кожний основний ежектор 850 кг/год, на пусковий – 940 кг/год.

На ТЕЦ встановлено три основних ежектора типу ЕПО-3-135-1, та один пусковий ежектор типу ЕП-1-1100-І.

Ежектор представляє собою пароструменевий компресор трьохступінчатого стиснення з проміжним охолодженням пароповітряної суміші. Пусковий ежектор призначений для швидкого набору вакууму при пуску турбоустановки.

Ежектор циркуляційної системи призначений для видалення повітря з верхніх точок циркуляційних водоводів і водяних камер конденсатора при їх заповненні.

Обидва ежектори однотипні.

Ежектор ущільнень з охолоджувачами призначений для відсмоктування пароповітряної суміші з кінцевих камер лабіринтових ущільнень і штоків клапанів турбіни і використання тепла, наявного в пароповітряній суміші в системі регенерації турбіни.

Для турбіни Т-175/210-130 використовується охолоджувач пари із кінцевих ущільнень (з ежектором) ЕУ-120-1.

Для турбіни Р-50-130/13 використовується охолоджувач пари із кінцевих ущільнень (з ежектором) ХЕ-65-350.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.12 – Основні технічні характеристики ежекторів.

Тип ежектора	ЕПО-3-135-1	ЕУ-120-1
Витрата пари, кг/год:		940
Тиск пари, МПа	0, 51	0,5
Температура пари, °С:		160
Витрата конденсату, м³/час:		500
Кількість всмоктуючого повітря, кг/год: I ступінь II ступінь III ступінь	125	2000
Тиск всмоктування, МПа	0,005	0,09/0,15

Мережна підігрівальна установка

Мережні підігрівачі на ТЕЦ встановлюють індивідуально біля турбін, без резерву корпусів. Вони працюють тільки під час опалювального сезону і лише частина з них працює тільки влітку, несучи частку гарячого навантаження. Влітку більша частина підігрівачів знаходиться в резерві, в якості їх резерву використовуються ПВК.

Кількість мережних підігрівачів повинна бути мінімальною, по можливості по одному кожного типу на турбіну.

Технічним проектом у відповідності з тепловою схемою турбіни Т-175/210-130 передбачаються мережні підігрівачі №1 ПСГ-5000-3,5-8-II, ПСГ-5000-3,5-8-II, сальниковий підігрівач, повітровидаляючий пристрій, конденсаційні і мережні насоси, трубопроводи з необхідною арматурою.

При двоступеневому підігріві пари із регулюючого опалювального відбору пара підводиться до верхнього підігрівача, в нижній підігрівач

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підводиться пара із відбором з меншим тиском. В термодинамічному відношенні це завжди вигідно, а деяке ускладнення схеми завжди окупиться.

В теплофікаційних установках турбін підігрів мережної води в верхньому та нижньому підігрівачі в розрахунковому режимі приймається приблизно однаковим, в реальних умовах співвідношення між значеннями нагріву в обох підігрівачах змінюється в залежності від режиму та температури зворотної мережної води.

Допускається робота з відключеним верхнім підігрівачем, в цьому випадку регулюється тиск пари, яка поступає в нижній підігрівач. Робота з одним верхнім підігрівачем не допускається. Підігрівачі горизонтального типу розташовуються під турбіною між колонами фундаменту аналогічно конденсатору. З метою спрощення конструкції водяних камер і трубних дошок надлишок тиску води в підігрівачах обмежений 0,78 МПа, в той час як тиск в мережі складає 1,8-2,2 МПа. В зв'язку з цим передбачається двоступеневе перекачування мережної води. Напір насосів першої ступені обирається таким чином щоб тиск в його напірному патрубку не перевищував дозволеного для підігрівачів, але не менше потрібного за умовами відсутності закипання на всмоктуванні насосів другої ступені. Знижений тиск мережної води в підігрівачах при двоступеневому перекачуванні зменшує її протікання в паровий простір, що важливо для підтримки водяного режиму котлів ТЕЦ.

Корпус ПМВ суцільнозварної конструкції. Теплообмінна поверхня утворюється прямими трубками, кінці яких ввальцовані в трубні дошки. По довжині підігрівача в його паровому просторі встановлені перегородки, які являються допоміжними опорами для труб. В першому ряду трубного пучка зі сторони входу пари встановлені сталеві трубки (відбійники). Відбійники на ряду з іншими заходами захищають теплообмінну поверхню від ерозії. Для компенсації температурних розширень на корпусі підігрівача зі сторони поворотної камери встановлений подвійний тензовий компенсатор (Характеристику ПМВ див. таблицю 2.13).

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В теплопідігрівних системах ТЕЦ встановлюються водогрійні котли. Заміна частини енергетичних котлів на більш прості водогрійні суттєво знижує капіталовкладення в ТЕЦ. Наявність водогрійних котлів збільшує номенклатуру обладнання, яке експлуатується, але для великих електростанцій це не суттєво, так як на таких ТЕЦ є достатня ремонтна база і необхідна кваліфікація персоналу.

На кожну турбіну до встановлення приймаємо по два мережних підігрівача:

- нижній ПСГ-5000-3,5-8-II;
- верхній ПСГ-5000-3,5-8-II.

Таблиця 2.13 - Технічні характеристики підігрівачів мережної води.

Типорозмір	Розрахункові параметри пари		Розрахункові параметри води					Розрахунковий тепловий потік, МВт
	Тиск, МПа	номінальна витрата, кг/с	Тиск, МПа	Максимальна температура на вході, °С	номінальна витрата, кг/с	швидкість в трубах, м/с	гідравлічний тиск, МПа	
ПСГ-5000-2,5-8-I	0,03-0,15	81,9	0,88	115	166,7	2,22	0,097	191,9
ПСГ-5000-3,5-8-II	0,06-0,2	81,9	0,88	115	166,7	2,22	0,097	191,9

Насоси для живлення водою допоміжних теплообмінників (мережні підігрівачі) обирають переважно централізовано на всю ТЕЦ, або частину її секцій в якомога меншій кількості (1-2 робочих насоса) з одним резервним.

На ТЕЦ, що проектується встановлюються мережні насоси, які слугують для перекачування мережної води в системі централізованого водопостачання в будівлі, споруди.

Мережні насоси встановлюють з резервом. Один з мережних насосів обирається зі зниженою продуктивністю для забезпечення гарячого водопостачання влітку.

В якості мережних насосів першого підйому до встановлення приймаємо мережні насоси типу СЕ-2500-60 – 6 шт., другого підйому – СЕ-2500-180 – 6 шт. Також до встановлення приймаємо 12 дренажних насосів мережних підігрівачів – 6 на ПСГ-1 та 6 на ПСГ-2

Таблиця 2.14 - Технічні характеристики мережних насосів, та дренажних насосів ПСГ

Типорозмір	Подача м ³ /год	Напір, м	Кавітаційний запас, м	Частота обертання хв ⁻¹	Потужність , кВт	ККД%
СЕ 2500-60	2500	60	12	1500	475	86
СЕ 2500-180	2500	180	28	3000	1460	84

Циркуляційна установка

Циркуляційні насоси – ЦН – призначені для подачі охолоджувальної води в конденсатор та маслоохолоджувачі турбіни, а також в гозоохолоджувачі генератора.

Насоси охолоджувальної води конденсаторів турбін (циркуляційні) зазвичай обирають по одному чи два на турбіну. В машинному залі насоси встановлюють індивідуально, зазвичай по два насоси на турбіну, для здатності відключення одного із них при зменшенні витрат води (в зимовий час).

До циркуляційних насосів резерв не встановлюється. Їх продуктивність обирають за літнім режимом, коли температура охолоджувальної води велика і необхідна найбільша її кількість. В зимовий час, при низькій температурі води, її витрати суттєво знижуються (приблизно вдвічі), і частина насосів фактично являється резервом.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна витрата охолоджувальної води на турбоустановку Т-175/210-130 складає 24800 м³/год.

Розрахункова характеристика для вибору ЦН - продуктивність ЦН:

$$Q_{ц.н.} = k \cdot W = 1,05 \cdot 24800 = 26040 \text{ м}^3/\text{год.}$$

де $W = 24800 \text{ м}^3/\text{год}$ – витрата охолоджувальної води

$k = 1,05$ – коефіцієнт, який враховує витрати води на мастило та повітроохолоджувачі.

Для встановлення приймаємо два ЦН типу Оп 2-145

Таблиця 2.15 – Технічні характеристики циркуляційного насосу типу Оп 2-145

Назва параметра	Значення
Подача, V, м ³ /ч	21940 – 37160
Напір, Н, м	16,3-9,4
Допустимий кавітаційний запас, м	10-12,5
Частота обертань, хв. ⁻¹	365
Потужність, кВт	820-1550
ККД, %	80

В якості двигуна приймаємо синхронний двигун типу СДН-2-16-59-8У3.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.16 – Технічні характеристики двигуна типу
СДН-2-16-59-8УЗ

Параметр	Значення
Номінальна потужність $P_{\text{ном}}$, кВт	1250
Повна потужність $kB \times A$	1455
Частота обертання хв.^{-1}	750
ККД двигуна, %	95,7

Система маслопостачання

Система маслопостачання призначена для змащування та охолодження підшипників турбоагрегату, валоповоротного механізму, живильних насосів. Вона повинна забезпечувати:

- надійність роботи агрегатів на всіх режимах;
- підтримання якості мастила у відповідності з нормами;
- пожежобезпеку;
- виключення протікання мастила і його потрапляння в систему охолодження;

В системі маслоохолодження застосовується турбінне масло марки ТПП-22.

Система маслозабезпечення складається з:

- мастильного баку;
- маслонасосів;
- маслоохолджувачів;
- аварійних мастильних бачків.

Крім цього, мастильна система має допоміжні пристрої: мастильні фільтри, піновіддільник, показник рівня мастила, реле пуску електронасосів,

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зворотні клапани, засувки, зливні клапани й трубопроводи. До системи маслозабезпечення турбіни приєднані живильні насоси, які не мають власних систем маслозабезпечення.

Для турбіни Т-175/210-130 встановлюються:

- три маслоохолоджувачі М-240м1;
- Мастильні насоси:
- з двигунами перемінного струму ЦНСМ-300-240 та Д-200-36;
- з двигунами постійного струму Д-100-23.

Для турбіни Р-100-130/15 встановлюються:

- два маслоохолоджувача МБ-63-90
- Мастильні насоси:
- з двигунами перемінного струму ЦНСМ-180-425 та Д-200-36;
- з двигунами постійного струму Д-200-95.

2.3.2 Котельне відділення

Допоміжне обладнання котельного відділення складається з:

- газоповітропроводів;
- тягодутьових машин;
- пристроїв для внутрішньоцехового транспорту;
- золоуловлювачів.

На ТЕЦ, що проектується в якості палива використовується тверде паливо – кам'яне вугілля (АШ), та мазут для водогрійних котлів марки 100.

До тягодутьових машин відносяться димососи та дутьові вентилятори. Подача димових газів працюючими димососами та повітродутьовими вентиляторами повинна забезпечувати повну продуктивність котлоагрегату з запасом 10%.

Дутьові вентилятори

Дутьові вентилятори подають холодне повітря в повітропідігрівач котлоагрегату, засмоктуючи його з верхньої частини котельної, де температура в зв'язку втрат розсіювання тепла котлоагрегатом може досягати 30°C і вище. Таким чином, тепло, яке виділяється зовнішніми частинами поверхні

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

котлоагрегату, використовується частково. Одночасно здійснюється деяка вентиляція приміщення (влітку). Взимку повітря береться ззовні.

Розраховується об'єм повітря перед вентиляторами. Розрахунок ведеться з урахуванням 5% запасу по продуктивності:

На кожний котел встановлюються по два вентилятори типу ВДН-20-11у.

Таблиця 2.17 - Технічні характеристики дутьового вентилятора типу ВДН-20-11у

Параметр	Значення параметра
Подача, м ³ /год	170/127
Повний тиск, Па	4270/2450
Температура газів, °С	30
ККД, %	82
Частота обертання, хв. ⁻¹	980/740
Потужність, кВт	320/145

Димососи

Димососи призначені для відсмоктування димових газів через димову трубу в атмосферу. Продуктивність димососа визначається з врахуванням присосів повітря по газовому тракту на засмоктуючій його стороні та

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

температури газів, які проходять через нього. Продуктивність обираємо з запасом в 5%. Знаходиться об'єм димових газів перед димососом.

Розрахункову продуктивність димососів обираємо з запасом в 10%.

До встановлення приймаємо димососи типу Д-25х2-ШБ на котел по 2 шт.

Таблиця 2.18 - Технічні характеристики димососа типу Д-25х2-ШБ

Найменування	Значення
Подача, м ³ /ч	650
Повний тиск, Па	3650
Температура газів, °С	200
ККД, %	68
Частота обертання, об/хв.	585
Потужність, кВт	1290

Димососи та вентилятори мають привід від електродвигуна. Потужність двигуна обирають з врахуванням інерції (махового моменту) ротора тягодутьової машини при її пуску. До витрат енергії на привідний двигун входять втрати в ньому, які враховують його ККД. Димососи та дутьові вентилятори при номінальному навантаженні котлоагрегату повинні мати ККД не нижче 90% його максимального значення.

Робота центробіжних димососів і дутьових вентиляторів регулюється направляючими апаратами з поворотними лопатками, а також двошвидкісними електродвигунами біля котлоагрегатів. Дросельне регулювання димососів и дутьових вентиляторів не допускається.

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електрофільтр

Електрофільтри – апарати, які використовують для вловлювання пилу (золи). Електрофільтр являє собою камеру з горизонтальним потоком газів. В цих камерах розташовані електроди.

Приймаємо для встановлення електрофільтр ЕГА1-40-7,5-6-3. У якого площа активного перерізу 81,9 м².

Габарити:

- довжина – 17,28 м
- ширина – 13,99 м
- висота – 15,4 м

2.3.2.1 Система пилеприготування

Шаровий барабанний млин

Для подрібнення кам'яного вугілля використовуються шарові барабанні млини та замкнена схема пилеприготування з промбункером. Витрата пилу котлом при номінальному навантаженні складає 74,1 т/год і, відповідно, продуктивність системи пилеприготування повинна бути рівною:

$$1,1 \cdot 74,1 = 81,51 \text{ т/год.}$$

Приймаємо по два млини на кожний котлоагрегат типу Ш-50А(370-850) продуктивністю 50 т/год.

Таблиця 2.19 – Технічні характеристики шарового барабанного млина типу Ш-50А(370-850)

Діаметр барабана, мм	3700
Довжина барабана, мм	8500
Продуктивність, т/год	50
Частота обертання, хв. ⁻¹	17,6
Маса млина, т	170
Маса шарів, які завантажуються, кг	100

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.19

Діаметр патрубків, мм: - ті, що приймають вугілля - ті, що відпускають пил	1550, 1700 1250, 1400
Тип приводу	Зубчастий косозубий
Електродвигун: - тип - потужність, кВт - частота обертання, хв. ⁻¹	СДМЗ-2-22-34-6044 СМДЗ-2-22-36-6044 1600 100
Товщина стінок барабану, мм	90

Живителі сирого вугілля

Для подачі в млини сирого вугілля на кожний котельний агрегат встановлюємо два скребкових живителя типу СПУ 700×9800, продуктивністю 50 т/год кожний. Привід живителя від двошвидкісних електродвигунів потужність 6,5 кВт типу А052-6/4 (1470-980 хв⁻¹).

Сепаратор пилу

Сепаратори пилу призначені для відокремлення крупних фракцій пилу від мілких. Приймаємо до встановлення два сепаратора пилу центробіжного типу марки СПЦВ 4750-2000.

Таблиця 2.20 – Технічні характеристики сепаратору пилу типу СПЦВ 4750-2000

Витрата сушильного агента, тис. м ³ /год	104-213
Об'єм, м ³	47
Висота, м	8,35
Маса, т	18,5

Живителі пилу

Для подачі пилу встановлюємо лопатеві живителі пилу типу ППЛ-7 продуктивністю по 6 т/год в кількості 18 шт. (по 3 живителя на пальник). Привід живителя від електродвигунів з безступеневим плавним регулюванням потужністю 1,2 кВт. При номінальному навантаженні котлоагрегату (витрата пилу 74,1 т/год) навантаження кожного живителя буде близько 70%.

Пиловий шнек

Пиловий шнек встановлюється для зв'язку пилосистем сусідніх котлоагрегатів. Обираємо по пилопродуктивності пристрою одного котлоагрегату, тобто 81,51 т/год. Встановлюємо шнек діаметром 500 мм. Привід від електродвигуна потужністю 10,3 кВт.

Циклон

Приймаємо для встановлення два циклони типу ЦП2-4250 діаметром 4250 мм, витрата сушильного агенту 180-230 м³/год, висота циклону 16,86 м, маса 24,9 т.

Бункер пилу

Корисна ємність промбункерів пилу повинна забезпечити не менш ніж 2-2,5 години запасу номінальної необхідності котла.

Приймаємо до встановлення бункер пилу ємністю:

$$2,5 \cdot 81,51 = 203,775 \text{ т на кожний котлоагрегат.}$$

Млиновий вентилятор

Приймаємо до встановлення млиновий вентилятор типу ВМ-18А продуктивністю 100000 м³/год з напором 1,05 МПа, потужністю двигуна 400 кВт. Кількість обертань 1480 хв⁻¹. Кількість млинових вентиляторів 2 шт.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Розрахунок теплової схеми виконується для чотирьох характерних режимів роботи теплоелектроцентралі [3]:

I режим – максимальний-зимовий, відповідає розрахунковій температурі зовнішнього повітря для опалення. Цей режим визначає максимальний виробіток пари на ТЕЦ і, отже, сумарну потужність встановлених котлоагрегатів (основних і пікових). Опалювально-вентиляційні навантаження і навантаження по технологічній парі в цьому режимі приймаються максимально-добовими, навантаження гарячого водопостачання – середньогодинним за тиждень.

II режим – розрахунково-контрольний. Цей режим відповідає середній за найбільш холодний місяць температурі зовнішнього повітря і прораховується за умови аварійної зупинки одного найбільш потужного котлоагрегату ТЕЦ. При цьому відповідно до норм технологічного проектування електростанцій повинні забезпечувати:

- максимально тривалу віддачу пари на виробництво;
- середню за найбільш холодний місяць віддачу тепла на опалення;
- середньодобову витрату тепла на сантехнічні потреби (для ГВП – середньотижневий).

Другий режим визначає число й одиничну потужність встановлених на ТЕЦ парових і водогрійних котлів.

III режим – середньоопалювальний. Цей режим розраховується при середній за опалювальний період температурі зовнішнього повітря і відповідних опалювальних навантаженнях.

IV режим – літній, характеризує роботу ТЕЦ при відсутності опалювальних навантажень. Навантаження по технологічній парі в IV режимі приймаються рівними зимовим, а навантаження по ГВП – 70% від зимових.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.21 - Розрахунок теплової схеми

Параметр	Позна-чення	Формула чи пояснення	Одиниця виміру	Режими			
				I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7	8
Відпуск технологічної пари промисловому споживачу							
Витрати пари 1,4 МПа промисловому споживачу	D_{Π}	По завданню	т/год	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0
Частка втрати конденсату на виробництві	$\gamma_{o.k.}$	Приймаємо $\gamma_{o.k.} = 20 \%$	%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Втрати конденсату на виробництві	$\Delta G_{o.k.}$	$\Delta G_{o.k.} = \gamma_{o.k.} \cdot D_{\Pi} / 100$	т/год	220,0	220,0	220,0	220,0
Витрати зворотнього конденсату, який повертається на ТЕЦ	$G_{o.k.}$	$G_{o.k.} = D_{\Pi} - \Delta G_{o.k.}$	т/год	880,0	880,0	880,0	880,0
Температура конденсату, який повертається на ТЕЦ	$t_{o.k.}$	$t_{o.k.} = 90 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	90,0	90,0	90,0	90,0

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура додаткової води ХВО	$t_{\text{ХВО}}$	$t_{\text{ХВО}} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	30,0	30,0	30,0	30,0
Максимально можлива паропродукти- вність енергетичних котлів	$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$	$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = n_{\text{ЭК}} \cdot D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$	т/год	3360,0	2940,0	3360,0	3360,0
Неперервна продувка енергетичних котлів	$D_{\text{прод}}$	$D_{\text{прод}} = 0,01 \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}$	т/год	33,6	29,4	33,6	33,6
Витрати пари 0,6 МПа після розширювача неперервної продувки в деаератор 0,6 МПа	$D'_{\text{прод}}$	$D'_{\text{прод}} = k_{\text{сеп}} \cdot D_{\text{прод}}$, де $k_{\text{сеп}} = 0,455$	т/год	15,3	13,4	15,3	15,3

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Витрата концентрату неперервної продувки	$G_{к.п.}$	$G_{к.п.} =$ $D_{прод} - D'_{прод}$	т/год	18,3	16	18,3	18,3
Частка внутрішньо- циклових станційних витоків пари та конденсату	$\gamma_{ут}$	$\gamma_{ут} = 1,3 \%$ (для промислово- опалювальних ТЕЦ);	%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Внутрішньо- циклові станційні витоки пари та конденсату	$G_{ут}$	$G_{ут} =$ $\gamma_{ут} \cdot \Sigma D_{ЭК}^{ном} /$ 100	т/год	43,68	38,22	43,68	43,68
Витрати додаткової хімічно знесоленої води в Д-0,12 МПа	$G_{д.в.}$	$G_{д.в.} = \Delta G_{о.к} +$ $G_{ут} + G_{к.п.}$	т/год	281,992	274,243	281,992	281,992
Температура концентрату продувки перед охолоджувачем неперервної продувки (ОКП)	тк.п.	тк.п. = 158 °С	°С	158	158	158	158

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура концентрату продувки після ОКП	$t_{к.п.}^{ОКП}$	$t_{к.п.}^{ОКП} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	40,0	40,0	40,0	40,0
Температура додаткової води після ОКП	$t_{в}^{ОКП}$	$t_{в}^{ОКП} = t^{ХВО} + (t_{к.п.} - t_{к.п.}^{ОКП}) \cdot G_{к.п.} / G_{д.в.}$	$^{\circ}\text{C}$	37,66	36,89	37,66	37,66
Температура витрати додаткової хімічно знесоленої води після ПВП-0,12	$t_{дв}$	$t_{дв} = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	90,0	90,0	90,0	90,0
Витрати пари 0,12 МПа на ПВП-0,12 додаткової води	$D_{ПВП-0,12}$	$D_{ПВП-0,12} = 1,01 \cdot G_{д.в.} \cdot C_p(t_{дв} - t_{в}^{ОКП}) / (h^{0,12} - h_{др}^{0,12})$, де $C_p = 4,19$ кДж/кг, $h^{0,12} \approx 2610$ кДж/кг, $h_{др}^{0,12} \approx 440$ кДж/кг	т/год	28,8	28,4	28,8	28,8

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура додаткової води і зворотнього конденсату після Д-0,12 МПа	$t_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}}$	$t_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}} =$ $= 104 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	$^{\circ}\text{C}$	104,0	104,0	104,0	104,0
Сумарні витрати додаткової води і зворотнього конденсату після Д-0,12 МПа	$G_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}}$	$G_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}} =$ $\eta_{\text{п}}[G_{\text{о.к}} \cdot C_{\text{р}} \cdot t_{\text{ок}}$ $+ G_{\text{дв}} \cdot C_{\text{р}} \cdot t_{\text{дв}} +$ $+ D^{\text{Д-0,12}} \cdot h^{0,12}$ $+ D^{\text{ПВП-}}$ $^{0,12} \cdot h_{\text{др}}^{0,12}]/(C_{\text{р}}$ $\cdot t_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}}),$ де $D^{\text{Д-0,12}} =$ $G_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}} - G_{\text{о.к}}$ $- G_{\text{дв}} -$ $- D^{\text{ПВП-0,12}}$	т/год	1224,5	1216,2	1224,5	1224,5

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Витрати пари 0,12 МПа на атмосферний деаератор додаткової води і звор. конденсату	$D^{Д-0,12}$	$D_{Д-0,12} =$ $G_B^{Д-0,12} - G_{о.к}$ $- G_{дв} -$ $- D_{ПВП-0,12}$	т/год	33,8	35,4	33,8	33,8
Температура додаткової води і зворотнього конденсату після ПВП-0,6 (перед Д-0,6МПа)	$t_B^{ПВП-0,6}$	$t_B^{ПВП-0,6} =$ $= 140\text{ }^{\circ}\text{C}.$	$^{\circ}\text{C}$	140,0	140,0	140,0	140,0
Витрати пари 0,6 МПа на ПВП додаткової води і зворотнього конденсату	$D^{ПВП-0,6}$	$D^{ПВП-0,6} =$ $1,01 \cdot G_B^{Д-0,12} \cdot C_p(t_B^{ПВП-0,6}$ $- t_B^{Д-0,12}) / (h^{0,6}$ $- h_{др}^{0,6}),$ де: $h^{0,6} \approx 2840$ кДж/кг, $h_{др}^{0,6}$ \approx 660 кДж/кг	т/год	85,6	84,99	85,6	85,6

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Витрати пари 1,4 МПа на мазутогосподар- ство	$D_{MX}^{1,4}$	$D_{MX}^{1,4} =$ $k_{MX} \cdot \Sigma D_{НОМ.}^{ЭК}$	т/год	33,6	26,46	26,88	13,44
Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0,12, мазутогосподар- ство)	$D_{с.н.}$	$D_{с.н.} =$ $D^{ПВП-0,12} +$ $D^{Д-0,12} +$ $D^{ПВП-0,6} +$ $D_{MX}^{1,4}$	т/год	181,732	173,403	175,012	161,572

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді							
Гаряче водопостачання	$Q_{ГВС}$	$Q_{ГВС}^{ЗИМ.} = \gamma_{ГВС} \cdot Q_{ГВС}^{лет.} = 0,7 \cdot Q_{ГВС}^{ЗИМ.}$	МВт	195,5	195,5	195,5	136,85
Опалення та вентиляція	$Q_{ОВ}$	$Q_{ОВ} = Q_{ТС} - Q_{ГВС}$	МВт	954,5	544,5	454,5	0,0
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	$Q_{ТС}$	В I режимі: $Q_{ТС} = Q_{max}$. В II та III режимах – по графіку Россандера. В IV режимі: $Q_{ТС} = Q_{ГВС}^{літ}$	МВт	1150,0	740	650	136,85
Температури води в тепломережі (подаюча лінія)	$t_{под}$	По графіку зміни температури води в тепломережі	°C	150,0	125	112	70,0

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Температури води в тепломережі (зворотня лінія)	$t_{обр}$		°C	70,0	62	57	40,0
Середня температура води в тепломережі	$t_{тср}$	$t_{тср} = 0,6 \cdot t_{под} + 0,4 \cdot t_{обр}$	°C	118,0	99,8	90	58,0
Температура вихідної (сирої) води	$t_{исх}$	Приймаємо ($t_{исх} = 5 \text{ °C}$ – зимою, $t_{исх} = 15 \text{ °C}$ – літом)	°C	8	8	8	18
Витоки води із тепломережі	$G_{ут}^{ТС}$	Для I-III режимів: $G_{ут}^{ТС} = 0,15 \cdot Q_{max}$; для IV режиму: $G_{ут}^{ТС} = 0,05 \cdot Q_{max}$	т/год	172,5	172,5	172,5	57,5
Сумарна витрата підживлювальної води	$G_{подп}^{ТС}$	$G_{подп} = G_{ут}^{ТС}$	т/год	172,5	172,5	172,5	57,5
Теплова втрата з витоками з тепломережі	$Q_{ут}^{ТС}$	$Q_{ут}^{ТС} = G_{ут}^{ТС} C_p (t_{тср} - t_{исх}) / 3600$	МВт	22,085	18,431	16,463	2,677
Тепло, що вноситься с підживлювальною водою	$Q_{подп}^{ТС}$	$Q_{подп} = G_{подп}^{ТС} C_p (t_{хво} - t_{исх}) / 3600$	МВт	4,417	4,417	4,417	0,803
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережних підігрівачів та ПВК)	$Q_{ТЭЦ}$	$Q_{ТЭЦ} = Q_{тс} + Q_{ут}^{ТС} - Q_{подп}^{ТС}$	МВт	1167,67	754,014	662	138,72
Витрата мережної води	$G_{св}$	$G_{св} = 3600 \cdot Q_{ТЭЦ} / [C_p (t_{под} - t_{обр})]$	т/год	12540,6	10283,1	10342,3	3973

Продовження таблиці 2.21

					НТУУ “КПІ”. ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок турбоустановок							
1	2	3	4	5	6	7	8
Середня витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбіни типу Р	$D_{\text{п}}^{\text{Р}}$		т/год	320,0	300,0	320,0	320,0
Сумарна витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбіни типу Р	$\Sigma D_{\text{п}}^{\text{Р}}$	$\Sigma D_{\text{п}}^{\text{Р}} = n_{\text{Р}} \cdot D_{\text{п}}^{\text{Р}}$	т/год	640	600	640	640
Сумарна витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбіни типу Р на підігрівач	$D_{\text{пб}}^{\text{Р}}$	$D_{\text{пб}}^{\text{Р}} = \Sigma D_{\text{п}}^{\text{Р}} - D_{\text{п}}$	т/год	320	300	320	320
Теплофікаційна потужність підігрівача	$Q_{\text{пб}}$	$Q_{\text{пб}} = 0,755 \cdot D_{\text{пб}}^{\text{Р}}$	МВт	241,6	226,5	241,6	241,6
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Р	$D_0^{\text{Р}}$	Витрата пари знаходиться по витратній характеристиці турбіни	т/год	380	365	535	320
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Р	$\Sigma D_0^{\text{Р}}$	$\Sigma D_0^{\text{Р}} = n_{\text{Р}} \cdot D_0^{\text{Р}}$	т/год	760	730	1070	640

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Середня електрична потужність турбіни типу Р	N_9^P	$N_9^P = f(D_0^P)$ – по діаграмі режимів	МВт	40	32	25	20
Сумарна електрична потужність турбіни типу Р	ΣN_9^P	$\Sigma N_9^P = n_P \cdot N_9^P$	МВт	80	64	50	40
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$Q_{сп}^T$		МВт	215	215	331	138,72
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$\Sigma Q_{сп}^T$	$\Sigma Q_{сп}^T = n_T \cdot Q_{сп}^T$	МВт	430	430	662	277,45
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т	D_0^T	По діаграмі режимів	т/год	780	740	700	415
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т	ΣD_0^T	$\Sigma D_0^T = n_T \cdot D_0^T$	т/год	1560	1480,0	1400,0	830,0

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Середня електрична потужність турбіни типу Т	N_3^T	По діаграмі режимів	МВт	175	146	130	120
Сумарна електрична потужність турбіни типу Т	ΣN_3^T	$\Sigma N_3^T = n_T \cdot N_3^T$	МВт	350	292	260	110
Сумарні витрати пари на турбіни	ΣD_0	$\Sigma D_0 = \Sigma D_0^P + \Sigma D_0^T$	т/год	2320	2210,0	2470,0	1470,0
Сумарна електрична потужність турбін	ΣN_3	$\Sigma N_3 = \Sigma N_3^P + \Sigma N_3^T$	МВт	430	356	310	150
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбін Т	$\Sigma Q_{сп}$	$\Sigma Q_{сп} = \Sigma Q_{сп}^T$	МВт	430	430	662	277,45
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів	$Q_{пвк}$	$Q_{пвк} = Q_{тэц} - \Sigma Q_{сп}$	МВт	737,668	324,014	0	0

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Сумарна паропродуктивність енергетичних котлів	$\Sigma D_{\text{ЭК}}$	$\Sigma D_{\text{ЭК}} = \Sigma D_0 + G_{\text{ут}} + D_{\text{с.н.}}$	т/год	2545,41	2421,62	2688,69	1675,25
Сумарні витрати підживлювальної води енергетичних котлів	$\Sigma D_{\text{ПВ}}$	$\Sigma D_{\text{ПВ}} = \Sigma D_{\text{ЭК}} + D_{\text{прод}}$	т/год	2579,01	2451,02	2722,29	1708,85

Енергетичні показники ТЕЦ

1	2	3	4	5	6	7	8
Повні сумарні витрати тепла	$\Sigma Q_{\text{ТУ}}$	$\Sigma Q_{\text{ТУ}} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{\text{ПВ}}) + (D_{\text{ПВП-0,12+}} + D_{\text{Д-0,12}}) \cdot h^{0,12+} + D_{\text{ПВП-0,6}} h^{0,6} + D_{\text{МХ}}^{1,4} h^{1,4} + G_{\text{к.п.}} \cdot C_p(t_{\text{к.п.}} - t_{\text{к.п.}}^{\text{ОКП}})] / 3600,$ <p>де $h^{1,4} = 2970$ кДж/кг; при $p_0 = 13$ МПа: $h_0 = 3520$ кДж/кг, $h_{\text{ПВ}} = 1010$ кДж/кг; $\Sigma D_{\text{ВП}} \approx 0,83 \cdot \Sigma D_0$</p>	МВт	1736,17	1652,53	1835	1126,9

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Витрата тепла на виробничих споживачів	ΣQ_{Π}	$\Sigma Q_{\Pi} = [D_{\Pi} \cdot h_{\Pi} - C_p \cdot G_{o.k.} \cdot t_{ок} - C_p \cdot \Delta G_{o.k.} \cdot t_{ХОВ}] / 3600$, где $h_{\Pi} \approx 2970$ кДж/кг	МВт	807,638	807,638	807,6	807,63
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів	ΣQ_{BH}	$\Sigma Q_{BH} = \Sigma Q_{\Pi} + \Sigma Q_{сп}$	МВт	1237,6	1237,6	1469	946,4
Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії	ΣQ_{TY}^{\ominus}	$\Sigma Q_{TY}^{\ominus} = \Sigma Q_{TY} - \Sigma Q_{BH} - [G_{yt} + G_{кп}] \cdot (h_{пв} - C_p \cdot t_{ХВО}) / 3600$	МВт	483,302	401,570	350,3	165,30
ККД турбоустановок по виробництву електроенергії	η_{TY}^{\ominus}	$\eta_{TY}^{\ominus} = \Sigma N_3 / \Sigma Q_{TY}^{\ominus}$	—	0,890	0,887	0,885	0,907
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії	q_{TY}^{\ominus}	$q_{TY}^{\ominus} = 1 / \eta_{TY}^{\ominus}$	—	1,124	1,128	1,130	1,102
		$q_{TY}^{\ominus} = 3600 / \eta_{TY}^{\ominus}$	кДж/кВт·ч	4044,9	4058,6	4067	3969,1

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
Теплове навантаження енергетичних котлів	$\Sigma Q_{ЭК}$	$\Sigma Q_{ЭК} =$ $[\Sigma D_{ЭК}(h_{III} - h_{IV}) +$ $D_{прод}(h_{прод} - h_{IV})]/3600 ,$ <p>де $h_{прод} = 1600 \text{ кДж/кг} ,$ $h_{III} = h_0 + 5 \text{ кДж/кг}$</p>	МВт	1783,76	1696,59	1883	1175,8
ККД трубопроводів	$\eta_{тр}$	$\eta_{тр} =$ $\Sigma Q_{ТУ} / \Sigma Q_{ЭК}$	—	0,973	0,974	0,974	0,958
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	$\eta_{ТЭЦ}^э$	$\eta_{ТЭЦ}^э = \eta_{ТУ}^э$ $\eta_{тр} \eta_{ЭК},$ <p>де $\eta_{ЭК}$ – ККД енергетичних котлів (для твердого палива – 0,86...0,90)</p>	—	0,779	0,777	0,776	0,783

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1	2	3	4	5	6	7	8
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення , вентиляцію та ГВП	$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}}$	$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}} = \eta_{\text{ТФ}} \eta_{\text{ТР}} \eta_{\text{ЭК}}$, де $\eta_{\text{ТФ}}$ – ККД теплофікаційної установк и ($\eta_{\text{ТФ}} = 0,99... 0,995$)	–	0,872	0,872	0,872	0,858
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії	$b_{\text{y}}^{\text{Э}}$	$b_{\text{y}}^{\text{Э}} = 123 / \eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}}$	г/кВт·год	157,818	158,271	158,546	157,157
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії і відпуск теплової енергії	b_{y}^{T}	$b_{\text{y}}^{\text{T}} = 34,1 / \eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}}$	кг/ГДж	39,123	39,095	39,089	39,734

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

1. Пароводяний баланс енергетичних котлів						
сумарна витрата живильної води енергетичних котлів	Всього	т/год	2579,01	2451,02	2722,29	1708,85
		т/год	2579,01	2451,02	2722,29	1708,85
сумарна витрата гострої пари на турбіни		т/год	2320	2210,0	2470,0	1470,0
внутрішньостанційні втрати пари та конденсату на ТЕЦ		т/год	43,68	38,22	43,68	43,68
витрати пари на власні потреби ТЕЦ		т/год	181,73	173,4	175,01	161,57
неперервна продувка енергетичних котлів		т/год	33,6	29,4	33,6	33,6
	Всього	т/год	2579,01	2451,02	2722,29	1708,85
2. Пароводяний баланс зовнішнього користувача технологічної пари						
Витрати пари 1,4 МПа зовнішньому користувачу від турбін Р	Всього	т/год	640	600	640	640
		т/год	640	600	640	640
витрати зворотнього конденсату, що повертається на ТЕЦ		т/год	880	880	880	880
витрати конденсату на виробництві		т/год	220	220	220	220
	Всього	т/год	1100	1100	1100	1100

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.21

3. Пароводяний баланс власних потреб						
Колектор пари 0,12 МПа		т/год	62,56	61,95	62,56	62,56
Колектор пари 0,6 МПа		т/год	85,58	84,99	85,58	85,58
Колектор пари 1,4 МПа		т/год	33,60	26,46	26,88	13,44
	Всього	т/год	181,73	173,40	175,01	161,57
витрата пари 0,12 МПа на ПВП додаткової води і атмосферний деаератор додаткової води і зворотнього конденсату		т/год	62,555	61,950	62,555	62,555
витрата пари 0,6 МПа на ПВП додаткової води і зворотнього конденсату		т/год	85,577	84,993	85,577	85,577
витрата пари 1.4 МПа на мазутогосподарство		т/год	33,60	26,46	26,88	13,44
	Всього	т/год	181,73	173,40	175,01	161,57

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5 Компонування головного корпусу

Компонуванням головного корпусу електричної станції називають взаємне розміщення окремих приміщень, обладнання і будівельних конструкцій. Головний корпус електростанції – центральний виробничий корпус.

В ньому знаходяться основні агрегати – турбіни з електричними генераторами і парові котли, більша частина їх допоміжного обладнання, з'єднуючі їх трубопроводи, електричне розподільче устаткування власних потреб (РУВП), щити управління роботою обладнання, електричні кабелі і т.д. Головний корпус складається з машинного залу, в якому знаходяться турбоагрегати та їх обладнання, котельні, де розташовані парові котли; проміжного відділу між ними, названого також бункерно-деаераторним, так як на верхньому поверсі цього відділу розташовують деаератори.

Більше половини капітальних витрат електростанції приходяться на обладнання і будівельну частину головного корпусу.

Раціональний вибір типу компоновки має велике значення для будівництва, монтажу та експлуатації електростанції.

Компонування головного корпусу станції має задовольняти наступні технічні та економічні вимоги:

- забезпечувати безпечне і надійне виконання технологічного процесу електростанції. Повинні виконуватись вимоги протипожежної безпеки і охорони праці. Деаератори з їх баками розташовують на необхідній висоті над живильними насосами щоб запобігти явищу кавітації на вході до них і т.д.;

- компоновка головного корпусу має забезпечувати індустріальні методи його будівництва, монтажу, ремонту устаткування, установку вантажопідйомних механізмів (електричних мостових кранів) для обслуговування основного та допоміжного обладнання ТЕЦ;

- компоновка головного корпусу має забезпечувати зручні умови експлуатації, зокрема наявність достатніх проходів між обладнанням,

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

монтажних та ремонтних площадок, вільного місця для додаткових елементів обладнання. Враховують сучасні методи керування роботою обладнання – автоматичного і дистанційного – з обладнанням блочних щитів управління, з використанням електричних обчислювальних машин і т.д.;

– санітарно-гігієнічні вимоги включають створення нормальних умов життя населення, захист природи в районі електростанції. В приміщенні електростанції повинні забезпечуватися природне освітлення (або лампи денного світла), приплив свіжого повітря (аерація), вентиляція. Склад шкідливих речовин – твердих і газоподібних (оксидів сірки та азоту) – у вихідних димових газах електростанції не мають перевищувати допустимих меж. Стічні води, що відводяться у водні басейни, повинні очищуватися у відповідності з санітарно-гігієнічними нормами;

– економічність спорудження та експлуатації електростанції досягається компактным розміщенням обладнання у відповідності з послідовністю технологічного процесу, скороченням довжини комунікацій і трубопроводів пари та води, газоходів і повітроводів, електричних та силових ЛЕП . Скорочення довжини і комунікацій сприяє зниженню їх ціни та енергетичних затрат. Але здешевлення електростанції не повинно шкодити її нормальному функціонуванню, зручності експлуатації та умовам праці персоналу;

Машинний зал поділяють по висоті на дві частини: верхню, в якій знаходяться турбоагрегати, і нижню, в якій розташовують допоміжне обладнання – конденсатор турбіни (між колонами фундаменту турбоагрегату), регенеративні підігрівачі, конденсатні та живильні насоси, трубопроводи охолоджуючої води, БЗП, мережні насоси. Нижню частину машинного залу називають конденсатним приміщенням. Зверху машинного залу встановлюють мостовий кран з основним гаком вантажопідйомністю 20 т.

В перекритті над конденсатним приміщенням виконують прорізи для обслуговування краном допоміжного обладнання. Турбоагрегати Т-175/210-130 та Р-100-130/15 в машинному залі розташовані поздовжньо.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У торцевих стінах машинного залу, а також між турбоагрегатами передбачені монтажні площини на рівні підлоги конденсаційного поверху.

Компонування обладнання машинного залу передбачує вільне місце для виймання ротора електрогенератора, а також трубок конденсаторів турбін.

Каркас будівлі машинного залу і всього головного корпусу в цілому сформований металевими колонами, зв'язаними між собою горизонтальними балками. Поздовжній крок колони 12 метрів.

Колони каркасу котельного приміщення виконані також з кроком (поздовжнім) 12 метрів. Разом з колонами машинного залу вони складають єдиний каркас будівлі головного корпусу. Внутрішні колони машинного залу та котельні з'єднані між собою в межах проміжного приміщення. Це забезпечує стійкість головного корпусу проти навантаження вітру. Каркас кожного парового котла підвішений до міцної “хребтової” балки, через яку навантаження підвісу котла передається на основні колони та фундамент будівлі котельні.

Над котлами пересувається містковий електричний кран вантажопідйомністю 50 т.

Регенеративні повітропідігрівачі та димососи встановлені на відкритому повітрі поблизу зовнішньої стінки котельні. Над ними розташований напівмостовий кран вантажопідйомністю 30т.

2.6 Допоміжне господарство теплоелектроцентралі

Допоміжне господарство ТЕЦ включає в себе:

- систему технічного водопостачання;
- паливне господарство (вугільне, мазутне);
- систему підготування води (на ТЕЦ – ХВП);
- димову трубу.

2.6.1 Система технічного водопостачання ТЕЦ

Споживачі технічної води

Для нормальної роботи ТЕЦ потрібне надійне та безперебійне постачання їх водою. Споживачами води на ТЕЦ є конденсатори турбін і

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

технологічні конденсатори, системи охолодження підшипників, обладнання водопідготовки та гідравлічного золошлаковидалення, численні допоміжні теплообмінники та системи. Загальна витрата води складається з витрат окремих споживачів і повинна відповідати дебіту обраного джерела водопостачання.

Конденсатори турбін є основними споживачами води. На ТЕЦ застосовують одноходові і багатоходові (до 4-х ходів) конденсатори. Незважаючи на дещо більший гідравлічний опір в основному частіше застосовуються багатоходові конденсатори тому що, питома витрата води на конденсацію пари в них менше, ніж в одноходових.

Характеристикою конденсатора є кратність охолодження m , яка знаходиться як відношення витрат циркуляційної води і пари, які поступають в конденсатор.

Для підтримання вакууму температура води, що виходить, повинна бути нижче на 5-10⁰С температури насичення в конденсаторі.

Витрата охолоджуючої води залежить від її початкової температури. При проектуванні систем водопостачання розрахункова витрата приймається за найбільш теплим часом року, коли температура води є максимальною.

Витрата води на газоохолоджувачі генераторів залежить від кількості тепла, яке виділяється в обмотках генератора. З метою надійного охолодження обмоток газоохолоджувачі розраховують таким чином, щоб нагрів води в них був не вище 50 ⁰С.

Маслоохолоджувачі слугують для охолодження мастила, яке циркулює в мастильній системі турбін.

Вода на газоохолоджувачі и маслоохолоджувачі подається з напірної лінії конденсаторів турбін.

На ТЕЦ вода в системі охолодження допоміжного обладнання подається з напірної лінії конденсаторів турбін. Якщо напір недостатній, то встановлюються додаткові насоси з резервом 100%. Забір води з напірної лінії можливий тільки при роботі основних циркуляційних насосів. Для ТЕЦ

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

застосування такої схеми подачі води достатньо обгрутоване, оскільки допоміжні механізми, яким потрібне охолодження, пускаються і зупиняються з невеликою різницею в часі між пуском і зупинкою основних агрегатів.

Подача води на водопідготовку, золошлаковидалення, газоочищення проводиться з лінії після конденсаторів турбін допоміжними насосами.

Загальна витрата води, яка повинна забезпечуватися роботою циркуляційних насосів складається з витрат на охолодження конденсаторів, газоохолоджувачів, маслоохолоджувачів и систем охолодження допоміжного обладнання.

Із загальної витрати води приблизно 85-90 % приходить на долю конденсаторів турбін.

Існують дві основні системи технічного водопостачання: прямоточна і оборотна з ставками-охолоджувачами, градирнями або розбризкуючими пристроями. Зустрічається також сполучання обох систем.

В умовах експлуатації витрата води може підвищитись внаслідок створення відкладень в трубках конденсаторів турбін та інших теплообмінників. Найбільш сильно відкладення відбивається на роботі конденсаторів, викликаючи не тільки підвищення витрати води, а й погіршення вакууму, що, в свою чергу, знижує потужність турбін. Для боротьби с відкладеннями застосовується хімічна обробка води та механічне очищення трубок апаратів. Для очищення трубок конденсаторів турбін “на ходу“, без зупинки турбіни, розроблена і застосовуються система очищення за допомогою резинових шариків.

Оборотне водопостачання з градирнями

Система водопостачання називається оборотною, коли один и той же запас води використовуються багатократно, при цьому необхідно лише невелике додавання для покриття втрат. Ця система застосовуються на всіх ТЕЦ, в районі яких дебіт природних джерел води малий і не дозволяє застосування прямоточного водопостачання.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оборотна система являє собою замкнений контур, який складається з охолоджувача води, циркуляційних насосів и водоводів. В якості охолоджувачів на ТЕЦ, що проектується приймаємо градирні.

Схема з градирнями застосовується для ТЕЦ, які споруджуються в міській смузі, і для інших видів електростанцій з обмеженими розмірами території. Основна перевага цієї схеми заключається в тому, що для спорудження градирень не потрібно багато місця і їх вдається розташовувати в межах огорожі ТЕЦ. В останні роки все частіше застосовуються системи з градирнями, незважаючи на те що середньорічна температура води після градирень приблизно в 1,5 рази вище, ніж в оборотних системах з водосховищами. Приймається до уваги не тільки економія місця, але й та обставина, що градирні розсіюють тепло не в воді, а в повітрі, не завдаючи шкоди водним джерелам.

Основна робоча частина градирень – зрошувальний пристрій, в якому вода, якій необхідне охолодження після конденсаторів турбін, розділяється на струмені та краплі або стікає донизу по щитах у вигляді плівок. Вода у вигляді крапель або плівок охолоджується внаслідок охолодження і взаємодією з повітрям, яке входить в зрошувальний пристрій крізь вікна. Нагріте, насиченими водяними парами повітря відводиться догори зазвичай під дією природної тяги крізь витяжну башту.

В Україні застосування отримали протитечійні градирні з природною тягою. Насоси, які прокачують циркуляційну воду крізь конденсатори турбін і по трубопроводах підводять її до розподільчих труб над зрошувальним пристроєм градирні. На трубах встановлені сопла, через які вода під тиском 0,015 - 0,018 МПа розприскується і потрапляє на дерев'яні або азбесто-цементні щити, по яких стікає у вигляді плівки в басейн. Проміжки між щитами створюють коридори для руху повітря.

Повітря потрапляє через вікна висотою 3 - 12 м, які розташовані по периметру башти. Щити мають наступні розміри: висота 120 і 250 см, ширина 160 см, товщина 5-6 см. Щити висотою 120 см встановлюються в два яруси.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відстань між щитами близько 2,5см. Витяжну башту градирень виконують в вигляді залізобетонної башти гіперболоїдної форми. Основний розмір градирні – площа зрошування (в горизонтальному перерізі).

Вода подається до зрошувального пристрою на висоту 9 - 18 м, глибина басейну 2 м. Висота витяжної башти великих градирень досягає 90 - 150 м, вихідний діаметр 45 - 60 м. Циркуляційні насоси встановлюють в машинному залі, зазвичай по два насоса індивідуально у кожної турбіни або в центральній насосній між градирнями та машинним залом.

Серйозна увага приділяється зимовому режиму роботи градирень на ТЕЦ, коли втрата охолоджуючої води зменшується й виникає небезпека зледеніння градирень біля вікон для входу повітря. Щоб цього не сталося температуру води, для охолодження підтримують не нижче 10 - 12 °С, по периметру градирні утворюють водяну теплову завісу та передбачають перекриття вікон щитами.

Приймаємо до встановлення дві градирні з площею зрошування 4000 м². Башта виконана з залізобетону, має гіперболоїдну форму. Глибина водозбірного басейну 2 м.

Вода в градирнях охолоджується в результаті випаровування. Кількість випаровування вологи з урахуванням конвективного теплообміну складає 1,5 – 2 %. В результаті випаровування солевміст циркуляційної води збільшується; для підтримання концентрації солей в допустимих межах використовують продувку циркуляційної системи або виконують хімічну обробку води. Для запобігання обростання зрошувачів водоростями циркуляційну воду хлорують.

Для запобігання накипу в трубній системі конденсаторів циркуляційну воду підкисляють і добавляють в неї розчин гексаметафосфату натрію. Зміна швидкості охолоджувальної води в трубній системі обмежується якістю води і використанням матеріалом трубок. Збільшення швидкості води призводить до збільшення затрат електроенергії на циркуляційні насоси, тому економічне обґрунтування значення цієї швидкості знаходиться в межах 1,8 – 2,0 м/с.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6.2 Паливне господарство ТЕЦ

Вугільне господарство ТЕЦ

Кам'яне вугілля на станцію поставляється по залізній дорозі. На ТЕЦ застосовується замкнена схема пилеприготування з індивідуальним пиловим бункером. До основних елементів вугільного господарства ТЕЦ:

- вагоноскидувачі;
- розморожуючі пристрої;
- стрічкові конвеєри;
- молоткові подрібнювачі;
- електромагнітні сепаратори;
- склад палива;

Вагоноскидувачі

Вагоноскидувачі застосовуються для розвантаження вагонів з вугіллям.

Продуктивність паливоподачі:

$$8 \cdot 74,1 = 592,8 \text{ т/год}$$

Виходячи з цього застосовуємо 3 чотирьохопорні вагоноскидувачі – два основних і один резервний.

Таблиця 2.22 - Технічні характеристики чотири-опорного роторного вагоноскидувача

Продуктивність (технічна) при вагонах 60 та 93 т, вагон/год	30
Продуктивність (технічна) при вагонах 125 т, вагон/год	25
Кут повороту, град	175
Частота обертання, хв. ⁻¹	1,35
Потужність електродвигунів, кВт	120
Габаритні розміри (довжина * ширина* висота), м	23,2*9,4*8,4
Маса, т	220

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При встановленні трьох вагоноскидувачів на складі також встановлюється розвантажувальна естакада довжиною 60 м для розвантаження несправних вагонів.

Розморожуючі пристрої

Для оптимального використання замороженого палива (взимку) на ТЕЦ споруджується розморожуючий пристрій. Місткість пристрою повинна визначатись з урахуванням часу розігріву вагона та витрати палива за добу.

В розвантажувальних пристроях для подрібнення на решітках мерзлого та великошматкового палива встановлюють спеціальні подрібнювальні машини. Решітки над бункерами вагоноскидувачів повинні мати отвори розміром не більше 350×350мм, які розширюються донизу.

Стінки бункерів розвантажувальних пристроїв і складу палива повинні мати обігрів. Кут нахилу стінок приймальних бункерів розвантажувальних пристроїв з вагоноскидувачами і пересипними бункерами приймають не менше 55°.

Стрічкові конвеєри

Стрічкові конвеєри – основний тип підйомно-транспортних пристроїв на ТЕЦ для подачі палива. Кут нахилу стрічкових конвеєрів не більше 18°. В місцях завантаження великошматкового палива кут нахилу конвеєра не більше 12°. Паливо від кожного вагоноскидувача подається одним стрічковим конвеєром з продуктивністю яка дорівнює продуктивності вагоноскидувача. Паливо в котельну подається, як правило, двонитковою системою стрічкових конвеєрів, які розраховані на тризмінну роботу. Одна із ниток – резервна.

Паливо на склад подається одонитковою системою стрічкових конвеєрів. В тракті паливоподачі використовуються конвеєрні стрічки з гумовотканевим пошаровим тяговим каркасом, та зовнішніми гумовими обкладками.

Приймаємо конвеєрну стрічку типу ТК-200, шириною 1000 мм та швидкістю руху – 2,0 м/с.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.23 - Технічні характеристики конвеєрної стрічки типу ТК-200

Тип тканини тягового каркасу		З основою із капронових ниток
Міцність ткані на основі, Н/мм ширини однієї прокладки		200
Товщина прокладки	З гумовим прошарком	1,4
Товщина зовнішніх обкладок, мм		6,0/2,0
Маса стрічки при тритканевих прокладках, кг/(пог.м)		13,4
Збільшення маси стрічки, кг на 1 (пог.м) кожної наступної прокладки		1,4

На відповідних конвеєрах також встановлюються стрічкові ваги, які використовуються для визначення маси палива, яке поступає в котельне відділення.

Молоткові подрібнювачі

Вугілля, яке поступає на електростанцію з розмірами шматків не більше 300 мм подрібнюється в одному ступені, а при більших розмірах – в двох ступенях подрібнення. В цьому випадку попереднє (грубе подрібнення) організується на початку тракту в дискозубчастих і валкових подрібнювачах, а потім відбувається остаточне подрібнення в молоткових подрібнювачах. Продуктивність всіх подрібнювачів тонкого подрібнення повинна бути не менше продуктивності двох стрічок паливоподачі в головний корпус.

На ТЕЦ приймаємо для встановлення два подрібнювача типу М-20-20Г

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.24 - Технічні характеристики молоткового подрібнювача типу М-20-20Г

Продуктивність, т/год	600-800
Діаметр ротора, мм	2000
Довжина робочої частини ротора, мм	2000
Частота обертання ротора, хв. ⁻¹	595
Найбільший розмір шматків, які завантажуються мм	600
Розмір вихідних шматків, мм	До 15
Габаритні розміри подрібнювача (довжина * ширина* висота), мм	4535*3800*3100
Маса без електродвигуна, кг	41200
Потужність електродвигуна, кВт	800
Частота обертання електродвигуна, хв. ⁻¹	595

Електромагнітні сепаратори

В тракті паливоподачі до подрібнювачів встановлюють послідовно підвісні та шківні електромагнітні сепаратори з металошукачами. За подрібнювачами розташовані механічні пробовідбірники, а також вловлювачі щепи.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо до встановлення електромагнітні сепаратори типу ЕПР 120В.

Таблиця 2.25 - Технічні характеристики електромагнітного сепаратора типу ЕПР 120В

Ширина стрічки конвеєра, мм	1000-1200
Швидкість руху стрічки конвеєра, м/с	0,5-4,5
Напруга живлення постійного струму, В	110, 220
Товщина шару вугілля на стрічці конвеєра, мм, не більше	-
Потужність, яка споживається магнітною системою, кВт, не більше	3,5
Маса, т, не більше	6,75
Маса предметів, які видаляються, кг	0,5-20

Склад вугілля

Місткість складів вугілля приймається рівною 30 добовій витраті палива. Склади палива виконуються відчиненими. Норма природних втрат палива при зберіганні на протязі року складає 0,2%.

Приймаємо місткість складу вугілля рівній 47 тис. т. Крім цього кам'яне вугілля Львівсько-Волинського басейну відноситься до вугілля категорії Б, тобто до вугілля, яке потребує постійного ущільнення кожного шару вугілля.

2.6.2.2 Мазутне господарство ТЕЦ

Мазут доставляється на ТЕЦ по залізничній дорозі. До основних елементів мазутного господарства відносяться:

- приймально-зливне устаткування;
- мазутосховище;
- установка для введення рідких присадок;
- трубопроводи;
- арматура.

Підігрітий заздалегідь мазут зливається із цистерни в міжрейкові лотки, виконані з уклоном не менше 1 %, та по ним направляється в приємну ємність,

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перед якою розміщені “грубий” фільтр-сітка та гідрозатвор. На дно лотків укладають парові труби. Приймально-зливне обладнання розраховано на прийом цистерни вантажопідйомністю 60 та 90 т. Довжина фронту навантаження спроектована з розрахунку, що повинно бути злито розрахункові добові витрати мазуту (20-годинні витрати усіма енергетичними котлами станції при їх номінальній продуктивності та 24-годинні витрати усіма водогрійними котлами при покритті теплових навантажень для середньої температури самого холодного місяця).

Час підігріву та зливу однієї стоянки не повинно бути більше 9-ти годин. Мазут доставляється цистернами розрахунковою вантажопідйомністю 60 т, з коефіцієнтом нерівномірності подачі 1,2.

Із приймальної ємності мазут перекачується насосами занурювального типу в мазутосховище. Мазут, що зливається із розміщеної під розвантажування цистерну,

повинен бути перекачаний не більше ніж за 5 годин. Перекачувальні насоси розміщені з резервуаром. На ТЕЦ споруджуються залізобетонні резервуари у кількості 3 шт, обваловані землею, місткістю 5000 м³ (по нормам для це забезпечує 15-добову витрату). Мазут в резервуарах мазутного господарства розігрівають циркуляційним способом по окремому спеціально виділеному контуру. В контурі циркуляційного розігріву мазуту передбачено по одному резервному насосу і підігрівачу.

Температура мазуту в приймальних ємностях та резервуарах мазутосховища не допускається вище 100 °С. Це обмеження зв’язане з тим, що при більш високій температурі вода в мазуті закипає (при 100 °С) з утворенням водомазутної піни, відбувається інтенсивне відстоювання води, збільшуються втрати від випарювання легких фракцій. Для мазуту марки М40 оптимальна робоча температура зберігання 50–60 °С, для мазуту марки М100 – 60-70 °С.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В насосній основному мазутного господарства передбачено по одному резервному підігрівачу та фільтру тонкого очищення. Схема мазутонасосної повинна допускати можливість роботи будь якого підігрівача та фільтра з будь яким типом насосу I та II ступені.

Мазут з мазутогосподарства подається до котлів по двох магістралях, які розраховані на 75% номінальної продуктивності з урахуванням рециркуляції. Прокладка мазутопроводів наземна. Мазутопроводи, прокладені на відкритому повітрі та в холодних приміщеннях, повинні мати парові обігрівачі в загальній з ними ізоляцією. На вводах магістральних мазутопроводів усередині котельного відділення, а також на відводах до кожного котла встановлюється засувна арматура з дистанційним електричним та механічним приводами, розміщеними в зручних для обслуговування місцях.

Для аварійних відключень на всмоктуючих та нагнітаючих мазутопроводах засувна арматура розташовані на відстані 40 м від мазутонасосної.

2.6.3 Системи підготовки води на ТЕЦ

Питання приготування води та організації водно-хімічного режиму електростанцій мають велике значення для забезпечення надійної та економічної експлуатації їх обладнання. Завданнями водопідготовки та організації водно-хімічного режиму на електростанції у зв'язку з тим є недопущення утворення накипу та відкладень на теплопередаючих поверхнях, шламу в обладнанні та трубопроводах, корозії внутрішніх поверхонь, теплоенергетичного обладнання та відкладень в проточній частині турбіни. Відомі хімічні та термічні методи водоприготування.

Домішки, які є в котловій воді, можуть виділятися на внутрішніх поверхнях труб у вигляді накипу та в товщі води, у вигляді суспендованого шламу. В деяких випадках шлам може прилипати до поверхонь нагріву. У котлів забрудненню внутрішніх поверхонь нагріву більш всього піддаються екранні труби. Це тягне за собою погіршення теплопередачі, та небезпечний

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перегрів металу. Розжарені в трубній системі котлів важкорозчинні з'єднання кальцію, магнію, заліза та міді скорочують тривалість робочої компанії котлів.

Утворені в парових котлах відкладення можуть бути по-своєму хімічному складу розділені на три основні групи:

- кальцієві та магнієві накипи (карбонатні, сульфатні, силікатні та фосфатні);
- залізоокисні, залізофосфатні, залізосилікатні накипи;
- відкладення металічної міді та її накипів.

Практично всі речовини, які знаходять місце в котловій воді, мають здатність розчинятися в парі. Із збільшенням тиску пари збільшується утворення істинних парових розчинів різних нелетучих неорганічних з'єднань. При тиску більше 6 МПа значно збільшується розчинність в парі окислів заліза та кремнієвої кислоти.

З'єднання які нагріваються починають розчинятися в парі при більш високому тиску.

При розширенні пари в проточній частині турбіни зменшуються його температура та тиск, завдяки чому зменшується розчинна здатність пари і з розчину виділяється тверда фаза. В перших ступенях ЦВТ відкладаються переважно CuO , Cu_2O , Na_2SiO_3 , Na_2SO_4 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$, дуже слабо розчиняються перегрітому парі. Відкладення окислів заліза виявляються у вигляді Fe_3O_4 та частково Fe_2O_3 .

Кремнієва кислота, маючи добру розчинність в парі, виділяється в тверду фазу лише при значному зниженні тиску. Кремнієві з'єднання скупчуються, як правило, в ЦСТ та ЦНТ.

Відкладення на поверхнях нагріву котлів можуть видалятися лише періодично шляхом водних чи хімічних, холодних чи гарячих відмивок на неробочих котлах.

Обробка природної води для заповнення втрат пари та конденсату на ТЕЦ починається з очищення її від грубодисперсних і колоїдних домішок. Грубодисперсні домішки виводяться освітленням води в освітлювачах та

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

фільтрах. Для очищення конденсату від продуктів корозії поряд з насипними використовуються наливні фільтри. Порошкоподібний матеріал наливається в них на фільтруючі елементи при зарядці фільтра. Відроблений шар із затриманими забрудненнями виводиться водою та стисненим повітрям, і викидається.

Для видалення із води колоїдних домішок застосовується коагуляція – обробка води реагентами, які приводять до зниження колоїдних частинок і утворенню грубодисперсних пластівців, які випадають в осадок і виводяться осадженням в освітлювачах або фільтрах. В ролі коагулянтів використовують сіркокислий алюміній, сіркокисле залізо та хлорне залізо.

На кінець пом'якшення (для підживлення теплових мереж) та глибокого знесолення для заповнення парових та конденсатних втрат із циклу ТЕЦ – виконується обробка води методом іонного обміну, який заснований на здатності деяких синтетичних, практично нерозчинних у воді речовин, названих іонообмінними матеріалами, або іонітами, міняти іонний склад води. Для цього вода, що обробляється пропускається через фільтри, завантажені іонітами. Якщо відбувається обмін катіонітів, процес називається катіонуванням, якщо відбувається обмін аніонів – аніонуванням.

В ролі катіонітів використовують речовини КУ-2 і сульфовугілля, а в ролі аніонітів АВ-17 і АІ-31.

На ТЕЦ в цеху хімводоочищення встановлено обладнання яке забезпечує трьохступеневе Н-катіонування, декарбонізацію і трьохступеневе аніонування. Завчасно вода освітлюється (освітлювач – механічний фільтр коагуляції) до концентрації сульфатів, хлоридів та нітратів до 8 мг-екв/кг. В цій схемі замість катіонного та аніонного фільтрів третьої ступіні, можна поставити один ФЗД. Перша ступінь аніонування виконується слабоосновним аніонітом. Друга ступінь Н-катіонування призначена для обміну на іон водню катіонів (в основному Na^+), випадково проникаючих через Н-фільтр першої ступіні.

В цілях утворення сприятливих умов для поглинання кремнієвої кислоти основним аніонітом, вуглекислий газ із фільтра видаляється за допомогою

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

декарбонізатора. Застосовується плівковий декарбонізатор із насадкою з кілець Рашіга, роблячи по принципу десорбції в умовах протитечії води і повітря, які додаються знизу вентилятором. Залишковий вміст CO_2 у воді складає 3-7 мг/кг.

Друга ступінь аніонування виконується аніонітом для видалення аніону кремнієвої кислоти і поглинання залишків CO_2 . Третя ступінь Н-катионування служить для обміну на H^+ катіона Na^+ , який може попасти в фільтрат із фільтру з сильно газованим аніонітом, внаслідок передчасного включення не до кінця відмитого фільтра в роботі після регенерації, а також внаслідок старіння аніоніта.

Третя ступінь аніонування виконується за допомогою слабо - або сильно газованого аніоніта, який регенерується водним розчином аміаку, і призначена для уловлювання продуктів розчинення сульфокатіонітів та залишків H_2SO_4 при недостатній відмивці Н-катионітового фільтра третьої ступені після регенерації.

2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва.

Викидаються в атмосферу з димарів ТЕЦ токсичні речовини які впливають на весь комплекс живої природи, у тому числі на людину.

Для захисту населення от шкідливих викидів за правилами, що регламентуються санітарними нормами, при проектуванні електростанцій передбачається відділення їх від житлових районів санітарно-захисними зонами, довжина яких визначається кількістю викидів (оксидів сірки й азоту) і “розою вітрів” так, щоб концентрація шкідливих речовин на рівні дихання не перевищувала гранично допустимої концентрації ГДК).

Додаткові труднощі в забезпеченні прийнятних концентрацій забруднюючих речовин в атмосферному повітрі виникають при будівництві ТЕЦ у районах з розвинутою промисловістю, де фонові концентрації однойменних забруднюючих речовин уже близькі до гранично допустимих значень. У цих випадках сприятливий вплив робить широкий розвиток теплофікації в Україні, завдяки чому замість великого числа дрібних котельних споруджують потужні теплоелектроцентралі, які розташовують, при

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

використанні сірчистого і багатозольного палива на значній відстані від житлових кварталів і промислових підприємств.

Одним з основних засобів зменшення забруднення атмосфери шкідливими домішками, що викидаються через димарі ТЕЦ, є поліпшення розсіювання димових газів. Цьому сприяє зменшення числа димарів на ТЕЦ і збільшення їхньої висоти, а також швидкості газів на виході з устя труби, що перешкоджає відхиленню потоку димових газів донизу. При великій висоті труб димові гази, винесені у високі шари атмосфери, продовжують поширюватися в них, внаслідок чого різко знижується концентрація шкідливих домішок у приземному шарі повітря.

Метою даного розрахунку є визначення приземних концентрацій шкідливих речовин у районі будівництва і визначення висоти і кількості димарів.

2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки

При спалюванні органічних палив виходить 99 % оксидів сірки у вигляді SO_2 і порядку 1 % у вигляді - SO_3 . Розрахунок викидів оксидів сірки з котлоагрегатів робимо в перерахуванні тільки на SO_2 , г/с:

$$M_{SO} = 0,02 \cdot B \cdot S^P (1 - \eta'_{so}) \cdot (1 - \eta''_{so}) \cdot [1 - \eta''_{so} (\tau_{op} \setminus \tau_{ka})]$$

де B – витрата натурального палива, т/рік чи г/с, $B = 57745$ г/с

S^P - вміст сірки в паливі, $S^P = 3,1$ %,

$\eta'_{доп-со}$ - частка оксидів сірки, що зв'язуються золою в котлоагрегаті,
 $\eta'_{so} = 0,02$,

η''_{so} - частка оксидів сірки, що уловлюються мокрим золоуловлювачем, $\eta''_{so} = 0,98$,

τ_{op} - час роботи сіроочистки, $\tau_{op} = 0$ (тому що немає сіроочистки),

τ_{ka} - час роботи котлоагрегату.

$$M_{so} = 0,02 \cdot 57745 \cdot 3,1 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0,98) \cdot (1 - 0,98 \cdot 0) = 70,17 \text{ г/с,}$$

2.7.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту: N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 .

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найбільш стійким з них є NO_2 , тому розрахунок викидів оксидів азоту проводимо в перерахуванні на NO_2 .

Механізм утворення оксидів азоту залежить від складових азоту в паливі і повітрі. У зв'язку з цим оксиди азоту поділяються на паливні і повітряні.

Сумарну кількість викидів оксидів азоту в т/год чи рік г/с визначаємо по рівнянню

$$M_{\text{NOx}} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B(Q_{\text{H}})^p \cdot (1 - q_4/100) \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot (1 - \eta_{\text{NO}}(\tau_{\text{NO}}/\tau_{\text{ка}})) \cdot \beta_1 \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2$$

Де

K - враховує тип котла і його продуктивність

$$K = \frac{12 \cdot D_k}{200 + D_k}$$

B - витрата натурального палива , т/год чи рік г/с , $B = 57745$ г/с,

$(Q_{\text{H}})^p$ - нижча теплота згорання на робочу масу, $(Q_{\text{H}})^p = 24786$ кДж/кг,

q_4 - втрати тепла з механічним недопалом , $q_4 = 0\%$,

ε_1 - коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів, $\varepsilon_1 = 0,01875$ (приймаємо з межі 0,0025 - 0,035),

r - ступінь рециркуляції димових газів у топку, $r = 0\%$,

η_{NO} - ефективність установки для очищення димових от оксидів азоту,

τ_{NO} - час роботи азотоочищення,

$\tau_{\text{ка}}$ - час роботи котла

В даному проекті азотоочищення не використовується, і отже вираз

$$\eta_{\text{NO}}(\tau_{\text{NO}}/\tau_{\text{ка}}) = 0 .$$

β_1 - коефіцієнт , що враховує якість палива,

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47N^{\text{Г}}$$

$N^{\text{Г}}$ - вміст азоту в паливі на пальну масу , $N^{\text{Г}} = 1,5\%$,

β_2 - коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, для вихрових пальників

$$\beta_2 = 1,0,$$

β_3 - коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення, $\beta_3 = 1,0$,

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ε_2 - коефіцієнт, що враховує зниження викидів No_x при багатоступінчастому спалюванні, тому що спалювання одноступінчате, то $\varepsilon_2=1,0$

$$K = \frac{12 \cdot 420}{200 + 420} = 8,129$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 1,5 = 0,883$$

$$M_{\text{No}_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 8,129 \cdot 57745 \cdot 24768 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0,01875 \cdot 0) \cdot (1 - 0) \cdot 0,883 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 349,3 \text{ г/с}$$

2.7.3 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів

Боротьба за чистоту повітряного басейну і поліпшення санітарно-гігієнічних умов міст та селищ є дуже важливою задачею з точки зору екологічної ситуації. Димова труба працює у важких умовах. Як висотна споруда вона зазнає потужній взаємодії вітрового навантаження та власної ваги. Крім цього, вона є замикаючим елементом газоповітряного технологічного тракту ТЕЦ і піддається впливу агресивних нагрітих димових газів, утримуючих вологу, залишкову золу і для більшості палива – оксиди сірки, з яких найбільш небезпечний SO_3 .

Для надійної довготривалої роботи сучасні конструкції димових труб складаються із оболонки, яка здатна сприймати вітрові та вагові навантаження та передає їх на фундамент та газовідвідний ствол, який сприймає вплив агресивного середовища димових газів. Оболонка всіх великих вітчизняних димових труб виконується однотипною: вона представляє собою монолітний залізобетонний кільцевий ствол конічної форми із товщиною стінки яка зменшується знизу до верху та опирається на фундамент з того ж матеріалу.

Газовідвідний ствол примикає до внутрішньої поверхні оболонки і має також конічну форму. Для агресивних середовищ (на сірковому паливі) його виконують із кислототривкої цегли. Футеровка виконується ділянками висотою 10 м, вона опирається на кільцеві виступи оболонки (консолі). Для підвищення надійності труби від дії агресивних газів виконується вентиляційний зазор

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

товщиною 200-400 мм між оболонкою і футеровкою. В нього за допомогою вентилятора подається повітря, яке нагріте в парових калориферах до 60-80 °С.

Висота димаря визначається за рівнянням:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{NO}}{ПДК_{NO}} + \frac{M_{SO}}{ПДК_{SO}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}}}$$

де А - коефіцієнт , що залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району, що визначає умови вертикального і горизонтального розсіювання шкідливих речовин, А = 160;

F- безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осадження шкідливих речовин в атмосфері, F=2,0;

m, n - безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу із джерела димових газів,

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{f}}$$

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3$$

ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря,

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt[3]{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot I + 8 \cdot \lambda}}$$

де I - звуження труби, I = 0,01-0,015, приймаємо I = 0,012;

λ - коефіцієнт тертя, $\lambda = 0,05$;

D₀ - внутрішній діаметр устя димаря,

H - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні H=180 м,

Z - число димарів, Z = 2,

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря

$$\Delta T = T_{\text{ух.г}} - T_{\text{окр.в.}}$$

T_{ух.м.} – температура відхідних димових газів, T_{ух.м.}=130 °С

T_{окр.в.} - середня температура опівдні самого жаркого місяця,

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T_{\text{окр.в.}}=23,7\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T=130-23,7=106,3\text{ }^{\circ}\text{C}$$

V_{Γ} – об'ємна витрата димових газів,

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0$$

Параметр n визначається в залежності від величини:

$$\nu_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}{H}}$$

ПДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

$$\text{ПДК}_{\text{NO}} = 0,085\text{ мг/м}^3,$$

$$\text{ПДК}_{\text{SO}} = 0,5\text{ мг/м}^3.$$

Отже, у першому наближенні, при $H = 180\text{ м}$:

- обчислюємо швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt[3]{\frac{106,3 \cdot 8,4}{100 \cdot 0,012 + 8 \cdot 0,05}} = 61,42\text{ м/с}$$

- обчислюємо параметр f :

$$f = \frac{61,42^2 \cdot 8,4}{180^2 \cdot 106,3} \cdot 10^3 = 9,2$$

- обчислюємо об'ємну витрату димових газів:

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot 8,4^2}{4} \cdot 61,42 = 3,402 \cdot 10^3\text{ м}^3/\text{с}$$

- обчислюємо параметр ν_M

$$\nu_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{3,402 \cdot 10^3 \cdot 106,3}{180}} = 8,2 > 2 \Rightarrow n=1,0$$

- обчислюємо безрозмірний коефіцієнт m :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{9,2} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{9,2}} = 0,593$$

- обчислюємо висоту димаря в першому наближенні:

$$H = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 0,593 \cdot 1 \cdot \left(\frac{349,3}{0,085} + \frac{70,17}{0,5} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{3,402 \cdot 10^3 \cdot 106,3}}} = 152\text{ м}$$

У першому наближенні одержали висоту димаря $H = 152\text{ м}$.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Далі приймаємо $H=152$ м і аналогічно повторюємо розрахунок.

Остаточного одержуємо $H = 144$ м.

Отриману висоту димаря $H = 144$ м, округляємо до стандартної величини $H=150$ м.

У результаті проведеного розрахунку була визначена висота димаря $H = 150$ м, і кількість димарів $z = 2$ шт.

2.8 Генеральний план ТЕЦ

Генеральний план електростанції представляє собою план розміщення на основному виробничому майданчику електростанції її основних та допоміжних споруд. Генплан включає в себе крім виробничого майданчику джерело та систему водопостачання, жиле селище, прилеглі залізничні колії та автодороги, виводи ліній електропередач, електричних кабелів та теплопроводів, паливний склад.

В генплані ТЕЦ поруч з основною територією передбачають місця для будівельно-монтажного полігону, на якому виконують збірку залізобетонних та сталевих конструкцій будівель. Розумно мати вільні місця для забудівель (розширення) головного корпусу у випадку збільшення потужності ТЕЦ більше проектною, враховуючи постійний ріст електричного та теплового навантажень електростанцій. Між будівлями, споруд та установками в генплані передбачають необхідні пожежні розриви і проїзди.

Підведення залізничних колій та автомобільних доріг необхідно до наступних будівель та споруд :

- приміщення машинного залу;
- приміщення котельні;
- відкрите розподільне устаткування;
- підвищувальні трансформатори;
- приймально-розвантажувальне устаткування мазутного господарства;
- склади масла та інші.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Окремі будівлі, споруди та установки розміщують по можливості у відповідності з основним технологічним процесом перетворення енергії на електростанції. Так, доцільно устаткування водопостачання розміщувати зі сторони машинного залу, димову трубу споруджувати між котельним цехом та піковою водогрійною котельною, підвищувальні трансформатори розташовують біля фасадної стіни машинного залу, димові труби споруджують біля приміщення котельні.

На ТЕЦ, що проектується розміщується закрите розподільне устаткування перед фасадом машинного залу.

Генплан ТЕЦ має наступні відмінні особливості:

- наявність закритого розподільного устаткування генераторної напруги;
- виведення електроенергії не тільки повітряними лініями електропередач високої напруги із ВРУ, але і підземними електричними кабелями генераторної напруги;
- виведення теплопроводів до споживачів.

Дві градирні розміщені зі сторони торця головного корпусу. Циркуляційні насоси охолоджувальної води установлені в машинному залі індивідуально, по два насоси біля кожного турбоагрегату.

Важливим фактором правильного розміщення споруд електростанції на генплані є домінуючий напрямок і сила вітру, який характеризується “розою вітрів”.

Під “розою вітрів” в метеорології розуміють графічне зображення відносного розподілу повтореності чи значення середніх (чи максимальних) швидкостей вітру за багатолітній період спостережень по всім напрямкам.

Основні показники забудівлі виробничого майданчику ТЕЦ тепловою потужністю 1150 МВт:

- питома площа забудови, га/МВт;
- коефіцієнт використання території, %;
- коефіцієнт забудови, %

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основний підхід до головного корпусу електростанції виконують зі сторони його торцевої стіни. З цієї сторони виконують прохід і в'їзд на територію електростанції. Зі сторони торця головного корпусу розміщують також об'єднаний допоміжний та службовий корпуси, з'єднані з головним корпусом закритою перехідною галереєю на рівні основного обслуговування агрегатів електростанції та теплових щитів управління. Зовнішня стіна машинного залу є фасадною стіною головної будівлі. Територію електростанції озеленяють.

Основні характеристики генерального плану

Коефіцієнт забудови $F_{\text{заб.}}$:

$$F_{\text{заб.}} = (F_{\text{буд.}} / F_{\text{огор.}}) * 100 \% ,$$

де: $F_{\text{буд.}}$ – площа, займана будинками, м^2 ;

$F_{\text{огор.}}$ – площа в огорожі, м^2 ;

$$F_{\text{заб.}} = (39000 / 155270) * 100\% = 25 \% ,$$

$$F_{\text{заб.}} = 25 \%$$

Коефіцієнт використання території $F_{\text{в.т.}}$:

$$K_{\text{в.т.}} = (F_{\text{будів.}} / F_{\text{огор.}}) * 100 \% ,$$

де: $F_{\text{будів.}}$ – площа, яку займають всі споруди, м^2 ;

$F_{\text{огор.}}$ – площа в огорожі, м^2

$$K_{\text{в.т.}} = (116350 / 155270) * 100 \% = 75 \%$$

$$K_{\text{в.т.}} = 75 \%$$

Питома площа в огорожі $f_{\text{пит.}}$:

$$f_{\text{пит.}} = F_{\text{огор.}} / N_{\text{Е}} , \text{ га/100 МВт}$$

де: $F_{\text{огор.}}$ – площа в огорожі, га;

$N_{\text{Е}}$ – електрична потужність станції, у сотнях, МВт

$$f_{\text{пит.}} = 15,527 / 5,5 = 2,8 \text{ га/100 МВт}$$

$$f_{\text{пит.}} = 2,8 \text{ га/100 МВт}$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

В дипломному проекті розглянуто проектування промислово-опалювальної ТЕЦ для міста Харків з потребами у теплоті по парі $D_z = 1100$ т/год та навантаженням по гарячій воді $Q_{оп} = 1150$ МВт.

В результаті техніко-економічного розрахунку було визначено кількість та тип основного енергетичного обладнання, яке здатне покривати всі потреби по навантаженню у парі та в гарячій воді для ТЕЦ, що проектується.

В ГК ТЕЦ, який складається з двох основних відділень - турбінного та котельного, розміщено 2 турбіни типу Т-175/210-130, 2 турбіни типу Р-100-130/15, 8 парових котлів БКЗ-420-140 з паропроductивністю по 420 т/год, 4 пікових водонагрівальних котли типу КВГМ-100, головний щит управління ГЩУ, закритий розподільчий пристрій ЗРП з набором комутаційного обладнання, допоміжних пристроїв релейного захисту та автоматики і пристроїв контрольно-вимірювальної апаратури. Допоміжне обладнання турбінного відділення складається з систем регенеративного підігріву СРП, що містять в своєму складі охолоджувачі ежекторів (ОЕ), підігрівач ущільнень та сальникових підігрівачів, групи ПНТ, ПВТ, деаератор, зливні насоси від ПНТ, конденсаційну установку та паропроводи відборів із зворотними клапанами.

До складу допоміжного обладнання котельного відділення відносяться газоповітропроводи, тяго-дутьові машини, пристрої для внутрішньоцехового транспорту. На відкритому майданчику з боку котельного відділення встановлюються допоміжне обладнання димосмоки вихідних газів та відкритий розподільчий пристрій ВРП, градирні.

В даному розділі дипломного проекту запропоновані:

1. Технічні рішення та організаційні заходи щодо безпечної експлуатації обладнання на ТЕЦ
2. Технічні рішення та організаційні заходи гігієни праці та виробничої санітарії
3. Інструкції з техніки безпеки на ТЕЦ
4. Пожежна безпека та профілактика

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1 Технічні рішення та організаційні заходи щодо безпечної експлуатації обладнання на ТЕЦ

Контроль за забезпеченням безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання на ТЕЦ має проводитися відповідно до[5].

Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж поширюються на працівників, які виконують роботи на тепломеханічному обладнанні електростанцій, теплових мереж, теплових пунктів та опалювальних котелень[5].

Вимоги цих Правил є обов'язковими у разі виконання робіт з монтажу, налагодження, ремонту, реконструкції та експлуатації теплосилового, механічного, паливного і водопідготовчого обладнання, не електричних пристроїв теплової автоматики та вимірювань паливно-транспортних, котлотурбінних і хімічних цехів електростанцій, теплових мереж, теплових пунктів та опалювальних котелень.. Під час виконання робіт на тепломеханічному обладнанні необхідно керуватись також державними галузевими актами з охорони праці, стандартами безпеки праці, нормами та інструкціями заводів-виробників обладнання[5].

Працівники, які обслуговують тепломеханічне обладнання електростанцій, теплових мереж, теплових пунктів та опалювальних котелень, повинні знати і дотримуватись цих Правил[5].

Працівники, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці та пожежної безпеки, не допускаються до роботи[5].

Працівники з ознаками алкогольного або наркотичного сп'яніння не допускаються до роботи[5].

Працівники, винні у порушенні вимог безпечного ведення робіт на тепломеханічному обладнанні електричних станцій і теплових мереж, несуть відповідальність згідно з чинним законодавством[5].

Працівники, які обслуговують обладнання в газонебезпечних місцях, а також мають справу із шкідливими речовинами, повинні знати[5]:

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перелік газонебезпечних місць у цеху (районі);
 властивості та отруйну дію шкідливих речовин та ознаки отруєння ними;
 правила проведення робіт і перебування у газонебезпечних місцях;
 правила користування засобами захисту;
 пожежонебезпечні речовини і засоби гасіння їх;
 правила евакуації із газонебезпечних місць працівників, які постраждали від дії шкідливих речовин, і прийоми надання їм долікарської допомоги.

Працівники повинні працювати в спецодязі, застебнутому на всі гудзики, - для запобігання захопленню рухомими (обертовими) частинами механізмів. Засукувати рукава спецодягу і підгортати халяви чобіт заборонено[5].

Під час проведення робіт з отруйними і агресивними речовинами, розшлакування поверхонь нагрівання котлів, спускання золи із бункерів, а також під час проведення електрогазозварювальних, обмуровувальних, ізоляційних робіт, під час розвантажування і навантажування сипких і курних матеріалів брюки слід надягати зверху чобіт (навипуск)[5].

Перебуваючи у приміщеннях з діючим енергетичним обладнанням, у колодязях, камерах, каналах, тунелях, на будівельному майданчику і в ремонтній зоні, усі працівники повинні надягати захисні каски. Волосся слід підбирати під каску[5].

До виконання самостійних верхолазних робіт повинні допускатись професійно підготовлені працівники віком не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд відповідно до вимог Положення про медичний огляд працівників певних категорій. Працівники, які вперше допускаються до виконання верхолазних робіт, повинні працювати протягом 1 року під безпосереднім наглядом досвідчених працівників, призначених наказом по підприємству[5].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Працівники, які допущені до самостійного виконання верхолазних робіт, повинні мати відповідний запис у посвідченні на право виконання таких робіт[5].

3.1.1. Електробезпека

Електробезпека — це комплекс організаційних та технічних заходів, що спрямовані на забезпечення захисту життя та здоров'я людей від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги та електромагнітного поля.

Правила електробезпеки регламентуються правовими і технічними документами, нормативно-технічною базою. Знання теоретичних основ та неухильне виконання всіх вимог електробезпеки є обов'язковим для персоналу, що безпосередньо займається експлуатацією електроустановок та електроустаткування.

Правила безпечного розташування електроустановок і захисних засобів електробезпеки регламентуються[6].

Струмовідні частини електроустановки не повинні бути доступними для випадкового прямого дотику до них, а доступні для дотику відкриті і сторонні провідні частини не повинні перебувати під напругою, що становить небезпеку ураження струмом, як у нормальному режимі роботи електроустановки, так і в разі пошкодження ізоляції[6].

Для запобігання ураженню електричним струмом у нормальному режимі слід застосовувати окремо або в поєднанні такі заходи захисту від прямого дотику[6]:

- основна ізоляція струмовідних частин;
- огорожі та оболонки;
- бар'єри;

Для запобігання ураженню електричним струмом у випадку пошкодження ізоляції слід застосовувати окремо або в поєднанні такі заходи захисту в разі непрямого дотику[6]:

- захисне заземлення ;

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- автоматичне вимикання живлення;
- зрівнювання потенціалів;
- захисний електричний поділ кіл;

Захист у разі непрямого дотику слід виконувати в усіх випадках, якщо номінальна напруга перевищує 50 В змінного і 120 В постійного струму[6].

Для заземлення електроустановок можуть бути використані штучні і природні заземлювачі[6].

Використання природних заземлювачів як елементів заземлювальних пристроїв не повинне призводити до їх пошкодження струмами коротких замикань або до порушення роботи пристроїв, з якими вони пов'язані[6].

Для заземлення територіально зближених електроустановок різних призначень і напруги слід, як правило, застосовувати один спільний заземлювальний пристрій, який протягом усього періоду експлуатації повинен відповідати всім вимогам до заземлення цих електроустановок[6]:

- захисту людей від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції,
- умовам режимів роботи мереж, захисту електрообладнання від перенапруги,
- електромагнітної сумісності РЗА і АСУ ТП, які застосовують у цих електроустановках.

У першу чергу слід дотримуватися таких вимог до захисного заземлення[6].

Заземлювальні пристрої електроустановок будівель і споруд і заземлювальні пристрої для їх блискавкозахисту, як правило, повинні бути спільними[6].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій слід використовувати всі наявні штучні заземлювальні провідники і заземлювачі. Кількість їх має бути не меншою двох[6].

У випадку, коли між розподільними пристроями розташовано будівлю з апаратурою релейного захисту та автоматики, кількість заземлювальних провідників мусить бути не меншою чотирьох. При цьому два з них повинні знаходитися поблизу стін цієї будівлі[6].

3.2. Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

3.2.1. Мікроклімат робочої зони

Оптимальні мікрокліматичні умови робочої зони – це такі параметри мікроклімату, при яких забезпечується нормальний тепловий стан організму людини без порушення механізмів терморегуляції. Створення оптимальних кліматичних умов забезпечують всі передумови для високого рівня працездатності.

Згідно [7] мікроклімат виробничих приміщень визначається за такими параметрами:

- температура повітря (t , °C);
- відносна вологість повітря (W , %);
- швидкість переміщення повітря (м/с);
- інтенсивність теплового (інфрачервоного) випромінювання ($Вт/м^2$);
- температура поверхні ($t_{п}$, °C);

Робота обслуговуючого персоналу на ТЕЦ яка пов'язана з експлуатацією, ремонтом та монтажем енергетичного обладнання у виробничих приміщеннях, відноситься до середнього рівня важкості, категорії робіт Пб (роботи середньої важкості, з енерговитратами 201-250 ккал/год, що пов'язана з ходьбою, переміщенням та перенесенням вантажів вагою до 10 кг і супроводжується помірним фізичним напруженням) і періодів року відповідно до[7].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 - Параметри мікроклімату

Період року	Температура, °С					Відносна вологість,%		Швидкість руху, м/с	
	Оптимальна	Допустима				Оптимальна	Допустима на робочих місцях постійних і непостійних, не більше	оптимальна, не більше	Допустима на робо-чих місцях постійних і непостійних, не більше
		верхня границя	нижня границя						
		на робочих місцях							
Постійнх	Непостійнх	постійних	Непостійних						
Холодний	17-19	21	23	15	13	40-60	75	0,2	0,4
Теплий	20-22	27	29	16	15	40-60	70 (при 25°С)	0,3	0,2...0,5

Для досягнення оптимальних нормативних параметрів мікроклімату проектом передбачено:

- Встановлення в побутових, виробничих та службових приміщеннях систем водяного опалення
- Встановлення водоводяних підігрівачів підігріву води для забезпечення внутрішніх потреб працівників;
- Для підтримки рівня якості теплопостачання передбачено встановлення повітровипускних кранів для своєчасного видалення повітря із системи опалення.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Забезпечення кондиціювання повітря виробничих, побутових та службових приміщень відповідно до нормативних вимог ДБН В.2.5-67:2013 Опалення вентиляція та кондиціювання.

- зменшення рівню тепловиділення та кількості вологи з приміщень за рахунок встановлення додаткового шару ізоляції зовні будівель та зміни режимів роботи технологічного обладнання.

3.2.2 Особливості організації робочого освітлення виробничих та службових приміщень ТЕЦ

Оптимальне освітлення, яке повинно відповідати таким умовам: бути рівномірним; не утворювати тіней на робочій поверхні; не засліплювати працюючого; напрямок світлового потоку повинен відповідати зручному процесу виконанню роботи.

Проектування системи освітлення передбачається таким чином, щоб в результаті її встановлення на об'єктах, працівники змогли виконувати свої робочі обов'язки в повній мірі без напруги зорових органів.

Освітлення на робочих місцях повинно відповідати характеру роботи, яка безпосередньо виконується. Збільшення рівня освітлення робочих поверхонь в певній мірі підвищує продуктивність праці.

Залежно від джерела світла виробниче освітлення може бути трьох типів:

Природне – це пряме або відбите світло сонця, що освітлює приміщення через світлові прорізи в зовнішніх конструкціях.

Штучне – здійснюється штучними джерелами світла (лампами розжарювання) і призначене для освітлення приміщень у темну пору доби, або приміщень, що не мають природного освітлення.

Суміщене – одночасне поєднання природного та штучного освітлення.

Природне освітлення

Основною величиною яка характеризує та використовується при нормуванні якості природного освітлення є КПО або е який обчислюється за формулою:

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{КПО} = e = E_{\text{вн}}/E_{\text{зовн}} \cdot 100 (\%),$$

Де

$E_{\text{вн}}$ – внутрішня освітленість (природна) у приміщенні, яка вимірюється в місці, що безпосередньо розглядається, лк(люкс) ;

$E_{\text{зовн}}$ – зовнішня освітленість (природна) дифузним світлом всього небосхилу, що вимірюється одночасно з $E_{\text{вн}}$, лк(люкс).

Природне освітлення поділяється на бокове, верхнє і комбіноване (верхнє і бокове).

Нормоване значення КПО, e_N , для будівель і споруд, які розташовані в різних районах певної території, слід визначати за формулою

$$E_N = e_n \cdot m_N$$

Де

e_n – нормоване значення КПО;

m – коефіцієнт світлового клімату;

Згідно територіальних умов розміщення ТЕЦ, що розглядаються у дипломному проекті, визначається нормативне значення КПО для робочого приміщення, а саме ГК, який складається з двох основних відділень: турбінного, котельного і додаткових – бункерного та деаераторного де здійснюється повний контроль і спостереження за ходом процесу виготовлення пари та гарячої води. Управління основним та допоміжним обладнанням ведеться з головного щита управління (ГЩУ).

Згідно нормативних документів [8] визначаємо розряд та підрозряд зорової роботи:

розряд зорової роботи відповідає - VIII,

підрозряд зорової роботи - в.

$e_n=0,7\%$ (при верхньому або комбінованому освітленні) $m_N = 0,9$

$$E_N = e_n \cdot m_N = 0,7 \cdot 0,9 = 0,63$$

Для забезпечення нормативного значення природної освітленості КПО передбачено перелік таких заходів:

- Підтримка постійної чистоти скла віконних отворів

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Оптимальний вибір кольору пофарбування стін та стелі
- Розрахунок достатньої кількості бічних віконних отворів при проектуванні приміщень

- ГЩУ відділяється прозорою скляною перегородкою від машинного залу

Штучне освітлення

Згідно умов роботи, що розглядаються у проекті розряд зорової роботи відповідає - VIII,

підрозряд зорової роботи – в, абсолютна величина освітленості, що становить $E_n=50$ лк при системі штучного загального освітлення.

Для забезпечення наведених значень E_n :

- Застосування комбінованої системи штучного освітлення
- Встановлення оптимальної та достатньої кількості розрядних ламп в стельовому перекритті.
- Передбачити наявність розеток для забезпечення переносного освітлення у диспетчерських приміщеннях.

3.2.3. Виробничі випромінювання

У період роботи енергетичного обладнання ТЕЦ, персонал, який займається монтажем, експлуатацією або пуско-налагоджувальними роботами піддається таким видам виробничих випромінювань:

ультрафіолетове випромінювання - під час виконання зварювальних робіт.

інфрачервоне випромінювання - при роботі теплоенергетичного обладнання;

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Класифікація умов праці в залежності від інтенсивності інфрачервоного та ультрафіолетового випромінювань

Умови праці	Характеристики робіт за ступенем випромінювання	
	Інфрачервоне	Ультрафіолетове
Нормальні	Випромінювання до 0,5 кал/см ² *хв в північному і середньому кліматичних поясах та до 1 кал/см ² *хв в південному кліматичному поясі	Процеси, при яких працюючі піддаються неактивному ультрафіолетовому випромінюванню (довжина хвилі 0,38-0,32 мк)- невелике випромінювання
Несприятливі	Випромінювання до 7 кал/см ² *хв незалежно від кліматичного поясу	Процеси, при яких працюючі піддаються активному ультрафіолетовому випромінюванню (довжина хвилі<0.32 мк)при наявності неповного захисту (щитки і т.д.)
Особливо несприятливі	Випромінювання більше 7-8 кал/см ² *хв незалежно від кліматичного поясу	Процеси, при яких працюючі піддаються активному ультрафіолетовому випромінюванню (<32 мк) при відсутності захисту

Для інфрачервоного випромінювання нормується рівень інтенсивності теплового випромінювання від поверхонь нагрітого теплоенергетичного

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання, освітлювальних приладів, в залежності від категорії робіт, що виконуються.

Інтенсивність теплового опромінення працюючих від нагрітих поверхонь нагріву технологічного обладнання, освітлювальних приладів, іна постійних та непостійних робочих місцях працівників не повинна перевищувати: 35 Вт/м² при опроміненні 50 % поверхні тіла і більше; 70 Вт/м² - при опроміненні 25-50 % поверхні тіла і більше; 100 Вт/м² - при опроміненні не більше 25 % поверхні тіла.

3.3 Інструкції з техніки безпеки

3.3.1 Загальні положення

Організація експлуатації ТЕЦ з урахуванням заходів охорони праці та техніки безпеки повинна передбачати систему заходів з експлуатації основного, допоміжного, загально-технічного обладнання, вантажопідйомних механізмів та транспорту, а також систему заходів із забезпечення надійної експлуатації будівель та споруд згідно з вимогами [9],[10],[11],[12],[13],[14],[15].

Передбачаються заходи з технологічної, електричної систем, які забезпечують комфортні та безпечні умови експлуатації обладнання, будівель та споруд за умови неухильного дотримування персоналом правил техніки безпеки.

3.3.2 Заходи з охорони праці та техніки безпеки по технологічній частині

Розробка робочої документації виконується згідно загальних вимог до шумоглушіння [12]. Основними джерелами шуму на ТЕЦ є котел та допоміжне обладнання, що встановлюються в приміщенні котельні.

До основних заходів щодо зниження рівня шуму є:

Проектування та виготовлення основного і допоміжного обладнання, що поставляється заводами-виготовлювачами виконується у відповідності зі стандартами, які встановлюють вимоги до забезпечення гранично допустимих шумових характеристик, що відповідають вимогам санітарних норм.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Еквівалентний рівень звуку в зоні обслуговування обладнання не перевищує:

Котел – 80 дБА;

Компресорна установка – 80 дБА;

Насосне обладнання (живильні та насоси охолоджуючої води, конденсатні) – 80 дБА

Прийняті в технологічних трубопроводах рекомендовані швидкості води та пари, з урахуванням звукової ізоляції, забезпечують рівень шуму не більше 80 дБА.

При проектуванні оптимального розміщення обладнання в котельні, передбачається розташування компресорної установки в окремому приміщенні.

Вище наведені заходи та конструктивні рішення у повній мірі забезпечують рівень шуму у приміщенні котельні та допоміжних приміщеннях нижче вимог санітарних норм.

Обладнання та трубопроводи обираються з умов забезпечення міцнісних характеристик, як при експлуатаційних параметрах, так і при аварійному підвищенні тиску до величини спрацювання запобіжних пристроїв:

Для пари – в атмосферу

Для води - у спеціальну ємкість.

Системи вентиляції та опалення не несуть екологічної небезпеки.

Для захисту від шумів, створюваних обладнанням систем вентиляції та опалення передбачені такі заходи:

Вентилятори підібрані на оптимальний тиск з відповідною мінімальною швидкістю обертання ротору.

У місцях перетину загороджувальних конструкцій трубопроводи прокладаються у гільзах з негорючих матеріалів. Заправлення зазорів між гільзою та трубопроводом проводиться негорючими матеріалами, що забезпечують нормовану межу вогнестійкості огорожувальних конструкцій.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3.3 Заходи з охорони праці та техніки безпеки по електричній частині

Обладнання, передбачене проектом, повинно експлуатуватись у відповідності з паспортними даними, тобто значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації необхідно постійно контролювати: стан контактних з'єднань, стан опору ізоляції електрообладнання та силових кабелів, відсутність слідів виникнення електричної дуги.

Забезпечення техніки безпеки на силовому електрообладнанні виконується шляхом вибору відповідного обладнання

Всі електромонтажні роботи проводити у суворій відповідності з чиним ПУЕ з додержанням вимог з охорони праці та техніки безпеки.

Передбачається система робочого та аварійного освітлення з оптимальним освітленням робочих приміщень, робочих місць і проходів згідно діючих норм

Передбачається захисне заземлення електроустановок.

3.4 Пожежна безпека та профілактика

Будівлі та споруди, які безпосередньо розташовані на території теплової електроцентралі, за своїм призначенням діляться на три групи.

До першої групи відносяться об'єкти основного виробничого призначення: головний корпус, будівлі подачі палива, об'єднаного мазутного і масляного господарств, приміщення головного щита управління, насосні станції технічного водопостачання, газорозподільчі пункти.

До другої групи належать підсобно-виробничі будівлі, центральні ремонтні майстерні, цех хіміводоочистки, блочно-компресорні станції (БКС) для повітря.

До третьої групи відносяться допоміжні будівлі: склад горючих та мастильних матеріалів, службовий корпус.

Згідно [16] встановимо категорії приміщень ТЕЦ, що проектується за вибухопожежною і пожежною небезпекою залежно від кількості і властивостей речовин і матеріалів, що в них знаходяться, з урахуванням особливостей

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

технологічних процесів. Класифікацію пожежо- і вибухонебезпечних зон виконаємо відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

Згідно з ПУЕ, приміщення поділяються на вибухонебезпечні (В-I, В-Ia, В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIa) і пожежонебезпечні (П-I, П-II, П-IIa, П-III) зони. Всі результати систематизуємо у вигляді таблиці.

Таблиця 3.3 - Категорії приміщень і класи робочих зон приміщень з вибухонебезпеки та пожежної небезпеки

Приміщення	Категорія	Мінімальна ступінь вогнестійкості	Клас за ПУЕ
Головний корпус (ГК)	Г	2	В-Ia П-III
Головний щит управління (ГЩУ)	Д	2	В-Ia П-IIa
Склад горючих та мастильних матеріалів	А	1	В-II П-I
Цех хімводоочистки (ХВО)	Д	2	В-Ia П-IIa
Насосна станція технічного водопостачання	Д	2	В-Ia П-IIa
Газорозподільний пункт (ГРП)	А	1	В-Ia П-I
Об'єднане мазутне та масляне господарство	В	1	В-II П-I

					НТУУ "КПІ". ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4
Блочно-компресорна станція (БКС)	Д	2	В-Іа П-Іа
Службові приміщення	Д	2	В-Іа П-ІІІ

3.4.1. Склад систем протипожежного захисту

Системи протипожежного захисту поділяються на:

- системи пожежної сигналізації[17];
- автоматичні системи пожежогасіння[17];
- автономні системи пожежогасіння локального застосування[17];
- системи оповіщення про пожежу та управління евакуюванням людей[17];
- системи протидимного захисту[17];
- системи централізованого пожежного спостереження[17];
- системи диспетчизації СПЗ[17].

Також до СПЗ належать:

- блискавкозахист[17];
- ліфти пожежні[17];
- протипожежні двері, клапани, ворота, завіси (екрани) тощо[17].

3.4.2 Системи автоматичної сигналізації та пожежогасіння

Системи пожежної сигналізації призначені для раннього виявлення пожежі та подавання сигналу тривоги для вжиття необхідних заходів (наприклад: евакуювання людей, виклик пожежно-рятувальних підрозділів, запуск протидимних систем пожежогасіння, здійснення управління протипожежними клапанами, дверима, воротами, та завісами (екранами),

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відключенням або блокуванням (розблокуванням) інших інженерних систем та устаткування при сигналі “пожежа”)[17].

Системи пожежної сигналізації повинні[17]:

- виявляти ознаки пожежі на ранній стадії;
- передавати тривожні сповіщення до пристроїв передавання пожежної тривоги та попередження про несправність;
- формувати сигнали управління для систем протипожежного захисту та іншого інженерного обладнання, що задіяне при пожежі;
- сигналізувати про виявлену несправність, яка може негативно впливати на нормальну роботу СПС[17].

Системи пожежної сигналізації не повинні[17]:

- підпадати під несприятливий вплив інших систем незалежно від того, з’єднані вони з ними чи ні;
- виходити з ладу (частково або повністю) через вплив на них вогню або явища, для виявлення якого вони призначені, до того, як вогонь чи це явище було виявлено;
- реагувати на інші явища, не пов’язані з виявленням пожежі[17]

3.4.3 Системи пожежогасіння

АСПГ поділяються за конструктивним виконанням, характером впливу на осередок пожежі або способом гасіння, за способом пуску відповідно до[18].

Вибирати АСПГ слід з урахуванням характерних небезпечних факторів можливої пожежі, а також впливу вогнегасної речовини на довкілля та людей.

АСПГ повинні забезпечувати:

- спрацювання протягом часу, який має бути меншим за час початкової стадії розвитку пожежі;
- розрахункову інтенсивність подачі та/або необхідну концентрацію вогнегасної речовини;
- локалізацію пожежі протягом часу, необхідного для введення в дію оперативних сил і засобів, або її ліквідацію.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

АСПГ повинні виконувати одночасно і функції системи пожежної сигналізації. Приміщення, що захищаються АСПГ, для яких сигнал запуску не формується СПС, повинні обладнуватися СПС для увімкнення СПДЗ і СО.

3.4.4 Визначення кількості вогнегасників та складу вогнегасної речовини

Тип вогнегасника слід визначати за видом вогнегасної речовини, яка міститься в його корпусі. За видом застосовуваної вогнегасної речовини вогнегасники бувають таких типів[19]:

- водяні;
- пінні (повітряно-пінні);
- порошкові;
- газові (вуглекислотні тощо);
- комбіновані.

Розрахунок необхідної кількості вогнегасників бажано здійснювати в залежності від їх вогнегасної здатності, площі об'єкту гасіння, класу пожежі, роду горючих речовин і матеріалів які знаходяться в приміщенні згідно[20]

Розрізняють наступні класи пожеж[21]

Клас А – горіння твердих речовин (в основному органічного походження) горіння яких супроводжується тлінням (деревина, текстиль, папір)

Клас В – горіння горючих речовин або твердих речовин, що плавляться

Клас С – горіння газів

Клас Д – горіння металів та їх сплавів

Клас (Е) - пожежі які пов'язані з горінням електроустановок

Передбаченні первинні засоби пожежегасіння [22],[23]

пінні вогнегасники типу ОХП-10, ОВП-10;

вуглекислотні ОУ-2, ОУ-8;

порошкові ОП-5, ОП-2;

Вимоги до розміщення й обслуговування вогнегасників — згідно з [24].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До введення в експлуатацію допускаються вогнегасники, що мають облікові(інвентаризаційні) номери за прийнятою на об'єкті системою нумерації, пристрій ручного пуску вогнегасника є опломбованим і має бірки та маркувальні написи на корпусі та пофарбовані в червоний сигнальний колір.

Зарядка і перезарядка вогнегасників усіх типів повинна виконуватися відповідно до інструкцій по експлуатації.

Газові та закачні вогнегасники, маса вогнегасної заряду і (або) тиск робочого середовища в яких менше розрахункових на 5% і більше при температурі $(20 \pm 2) ^\circ \text{C}$, підлягають дозарядженню (перезарядці).

Маркування на корпусі вогнегасників повинна, як правило, бути виконана методами шовкографії, декалькоманії або наклейкою етикеток на синтетичній основі.

Вогнегасники повинні розміщуватись у легкодоступних і помітних місцях, де виключено потрапляння на них прямих сонячних променів і безпосередній (без загороджувальних щитків) вплив опалювальних і нагрівальних приладів.

Вогнегасники, встановлені за межами приміщень або в неопалюваних приміщеннях та не призначені для експлуатації за мінусових температур, повинні зніматися на холодний період. У таких випадках на пожежних щитах та стендах слід надати інформацію про місце розташування найближчого вогнегасника.

Переносні вогнегасники повинні:

- навішуватися на вертикальні конструкції на висоті не більше 1,5 м від рівня підлоги до нижнього торця вогнегасника і на відстані від дверей, достатній для їх повного відчинення;

- встановлюватися в пожежні шафи поруч з пожежними кранами у спеціальні тумби або на пожежні щити (стенди).

Навішування вогнегасників на кронштейни, розміщення їх у тумбах або пожежних шафах повинно забезпечувати можливість прочитання маркувальних написів на корпусі.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Експлуатація та технічне обслуговування вогнегасників повинні здійснюватись відповідно до [23] та паспортів заводів-виготовлювачів, а також затвердженими у встановленому порядку регламентами технічного обслуговування.

3.4.5 Додаткові засоби пожежогасіння

Протипожежне водопостачання

Енергетичні об'єкти повинні бути забезпечені необхідною кількістю води для пожежогасіння. Мережі протипожежного водогону повинні забезпечувати потрібні за нормами витрату та напір води. У разі недостатнього напору на об'єктах необхідно встановлювати насоси, які підвищують тиск у мережі[23].

До протипожежного водопостачання належать водойми (ставки, річки, озера, басейни, канали, градирні, резервуари), насосні станції, мережа трубопроводів на території об'єкта з гідрантами (зовнішній протипожежний водогін), а також мережа трубопроводів у будинках, спорудах з пожежними кранами (внутрішній протипожежний водогін)[23].

Перевірка справності пожежних гідрантів повинна здійснюватися особами, що відповідають за їх технічний стан, разом з пожежними частинами не менше двох разів на рік (навесні й восени)[23].

До пожежних гідрантів, водойм повинні бути під'їзди з твердим покриттям. При наявності на території об'єкта або поблизу нього (у радіусі до 200 м) природних або штучних вододжерел - річок, озер, басейнів, градирень тощо до них повинні бути влаштовані під'їзди з майданчиками (пірсами) розмірами не менше 12х12 м для встановлення пожежних автомобілів і забирання води будь-якої пори року. Під'їзди повинні бути оснащені показчиками[23].

Засоби пожежогасіння

Кількість та номенклатура основних видів пожежної техніки для захисту об'єктів (пожежних автомобілів, мотопомп, причепів тощо)

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

регламентуються вимогами державних або галузевих стандартів, будівельних норм та інших нормативних актів[23].

На стадії проектування треба визначати потребу об'єктів у пожежній техніці, у тому числі в первинних засобах пожежогасіння[23].

Використання пожежної техніки, у тому числі пожежного обладнання, інвентарю та інструменту для господарських, виробничих та інших потреб, не пов'язаних з пожежогасінням або навчанням протипожежених формувань, не дозволяється[23].

Пересувна пожежна техніка (пожежні автомобілі, мотопомпи, причеви) повинна утримуватись у пожежних депо або спеціально призначених для цієї мети приміщеннях (боксах), температура повітря в яких повинна бути не нижче 10 °С. Ці приміщення повинні мати освітлення, телефонний зв'язок, тверде покриття підлоги, утеплені ворота, інші пристрої та обладнання, необхідні для забезпечення нормальних і безпечних умов роботи. Пожежна техніка повинна постійно бути у повній готовності[23].

За кожним пожежним автомобілем, мотопомпою, пристосованою (переобладнаною) для пожежогасіння технікою, слід закріплювати водія (моториста), який пройшов спеціальну підготовку[23].

Ставлячи зазначену пожежну техніку на бойове чергування, належить організувати цілодобове чергування на ній особового складу (членів ДПД).

Будівлі, споруди, приміщення, технологічні установки повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння: вогнегасниками, ящиками з піском, бочками з водою, покривалами з негорючого теплоізоляційного полотна, пожежними відрами, лопатами, пожежним інструментом (гаками, ломачами, сокирами тощо), які використовуються для локалізації і ліквідації пожеж у їх початковій стадії розвитку[23].

Для позначення місцезнаходження первинних засобів пожежогасіння слід установлювати вказівні знаки. Знаки повинні бути розміщені на

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

видних місцях на висоті 2-2,5 м від рівня підлоги як всередині, так і поза приміщеннями[23].

Для розташування первинних засобів пожежогасіння у виробничих, складських, допоміжних приміщеннях, будівлях, спорудах, а також на території підприємства, як правило, повинні встановлюватися спеціальні пожежні щити (стенди)[23].

На пожежних щитах розміщуються ті первинні засоби гасіння пожежі, які можуть використовуватися в даному приміщенні, споруді, установці.

Пожежні щити та засоби пожежогасіння повинні бути пофарбовані в червоний колір та мати перелік всіх засобів пожежогасіння[23].

На пожежних щитах необхідно вказувати їх порядкові номери та номер телефону для виклику пожежної охорони[23].

Порядковий номер пожежного щита вказують після літерного індексу "ПЩ"[23].

Пожежні щити, які встановлені на території, повинні бути опломбовані й мати захист вогнегасників від попадання прямих сонячних променів[26].

За пожежними щитами слід вести нагляд на предмет дотримання інвентарю, який розміщується на ньому, у справному стані, укомплектованому згідно з описом, своєчасним фарбуванням і заміною після використання вогнегасників[23].

Вогнегасники слід встановлювати у легкодоступних та помітних місцях (коридорах, біля входів або виходів з приміщень тощо), а також у пожежонебезпечних місцях, де найбільш імовірна поява осередків пожежі[26].

При цьому необхідно забезпечити їх захист від попадання прямих сонячних променів та безпосередньої дії опалювальних та нагрівальних приладів[23].

Пожежні щити (стенди), інвентар, інструмент, вогнегасники в місцях встановлення не повинні створювати перешкоди під час евакуації людей.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Пожежний кран повинен бути укомплектований пожежним рукавом однакового з ним діаметра та стволом, а також важелем для полегшення відкривання вентилі[23].

Пожежні крани повинні розміщуватись у вбудованих або навісних шафах, які мають отвори для провітрювання і пристосовані для опломбування та візуального огляду їх без розкривання[23].

На дверцятах пожежних шафок із зовнішнього боку повинні бути вказані після літерного індексу "ПК" порядковий номер крана та номер телефону для виклику пожежної охорони[23].

Пожежні крани повинні постійно бути справними і доступними для використання.

Відповідальність за своєчасне і повне оснащення об'єктів вогнегасниками та іншими засобами пожежогасіння, забезпечення їх технічного обслуговування, навчання працівників правилам користування вогнегасниками несуть власники цих об'єктів[23].

3.4.6 Інструкція з пожежної безпеки для приміщення котельної

Перед пуском котла після монтажу, ремонту або довгострокової зупинки (більше 3 діб) необхідно перевірити (випробувати) і підготувати до роботи усі допоміжні механізми, засоби захисту, управління, вимірювання, блокування, зв'язку і систем пожежогасіння повітропідігрівників з пуском води через контрольний дренаж[23].

Пуск обладнання і розпалювання котла треба проводити під керівництвом посадової особи, яка має досвід його пуску та експлуатації.

Забороняється розпочинати операції з розпалювання котла в таких випадках, якщо[23]:

- технологічне обладнання має дефекти, що не дозволяють забезпечити нормальний режим, а також можуть викликати пожежу[23];
- не працюють контрольно-вимірювальні прилади (у тому числі й реєструвальні), які визначають основні параметри роботи котла[26];

					НТУУ "КПІ".ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- є неполадки в ланцюгах управління, а також технологічних захистах і блокуваннях, які діють на зупинення котла[26];

- не закінчені ізоляційні роботи й не зняті будівельні риштування[26];

- не забезпечений нормальний режим у мережі протипожежного водопостачання і не готові засоби пожежогасіння[26].

Перед розпалюванням (після згасання факела й після зупинки котла) топка й газоходи, включаючи рециркуляційні, повинні бути провентильовані згідно з вимогами ПТЕ й експлуатаційної інструкції[26].

При вентиляції запірні й регулювальні апарати необхідно встановити в таке положення, яке забезпечить попередження утворення невентильованих (застійних) зон у топці, газоходах, повітропроводах і пальниках, а також попередить попадання вибухонебезпечної суміші в систему котла[26].

Газопровід до котла необхідно продути через спеціальні свічки.

Час продувки газом відрізків газопроводів визначається місцевими експлуатаційними інструкціями, при цьому вміст кисню в газі не повинен перевищувати 1%[26].

Забороняється запалювати газ, який випускається через продувальні свічки[26].

Забороняється при пускових операціях і продувці газопроводів проведення у цій зоні зварювальних та інших вогневих робіт[26].

Для попередження попадання конденсату природного газу в котли необхідно вживати організаційні й технічні заходи.

Пристрої для збору та випуску конденсату із газопроводів повинні відповідати вимогам вибухо- та пожежобезпеки[26].

При одержанні сигналу про загоряння відкладень у газоході (повітропідігрівачі) котла необхідно[23]:

- повідомити старшому зміни про виникнення загоряння у газоході або повітропідігрівачі;

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- зупинити котел;

- відкрити засувку подавання води в стаціонарну установку пожежогасіння повітропідігрівача або подати насичену пару в газохід котла (при наявності скляних повітропідігрівачів).

Якщо температура за повітропідігрівачем буде продовжувати рости, необхідно діяти відповідно до оперативного плану пожежогасіння.

У разі виникнення пожежі в котельному відділенні котел негайно має бути зупинений, якщо вогонь або продукти згоряння загрожують життю обслуговуючого персоналу або є безпосередня загроза пошкодження обладнання, ланцюгів управління і захистів котла[23].

Котел також повинен бути зупинений в аварійних випадках, передбачених вимогами ПТЕ[23].

При пожежі в приміщенні котельного цеху необхідно негайно викликати пожежну охорону й відключити ділянки газопроводу й мазутопроводу, які перебувають у зоні безпосередньої дії вогню або високих температур[23].

У разі потреби потрібно вжити заходів щодо спорожнення газо-і мазутопроводів від горючих матеріалів.

Усередині котельних відділень на вхідних засувках, напірних і зворотних лініях мазутопроводів і газопроводів треба вивісити таблички "Закрити при пожежі"[23].

Забороняється захащувати підходи до вказаних засувок деталями обладнання й іншими матеріалами.

На мазутопроводах і газопровадах повинна застосовуватись тільки стальна арматура з ущільнювальними кільцями з матеріалу, котрий при терті й ударах не дає іскроутворення[23].

Періодично, але не менше 1 разу в півроку, необхідно проводити візуальний огляд стану теплової ізоляції трубопроводів, обладнання і бункерів. Виявлені порушення відмічати в журналі дефектів і неполадок з обладнанням[23].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Особливої уваги потребують місця, де є відшарування теплової ізоляції трубопроводів з високою температурою теплоносія, оскільки попадання на них горючих рідин та проникнення їх у теплоізоляцію приводить до самозагоряння[23].

Забороняється проводити зварювальні й інші вогнебезпечні роботи на діючому вибухо- і пожежонебезпечному обладнанні котельних установок[23].

Усі трубопроводи в котельному відділенні повинні мати розпізнавальне фарбування і кольорові кільця в залежності від властивостей речовини, яка транспортується, відповідно до діючих державних стандартів, а в приміщеннях і на обладнанні повинні бути знаки безпеки. Усі газопроводи необхідно фарбувати в жовтий, а мазутопроводи - в коричневий розпізнавальний колір[23].

3.4.7 Обов'язки та дії персоналу при пожежі

При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті перша особа, яка виявила загорання, зобов'язана негайно повідомити про це телефоном пожежну охорону, начальника зміни станції (диспетчера або чергового підстанції), старшого зміни і приступити до гасіння пожежі наявними засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки[24].

У свою чергу начальник зміни станції (диспетчер або черговий підстанції) про виникнення пожежі повинен негайно повідомити пожежну охорону (при цьому необхідно назвати адресу об'єкта, вказати кількість поверхів будівлі, місце виникнення пожежі, наявність людей), а також керівництво енергетичного об'єкта. У разі потреби - викликати інші аварійно-рятувальні служби (медичну, газорятувальну тощо)[24].

Старший зміни особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку вогнища пожежі, можливі шляхи його поширення, загрозу діючому енергообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі[24].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після визначення місця осередку вогнища пожежі старший зміни зобов'язаний[24]:

- особисто або за допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності);

- ужити заходів щодо створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів при гасіння пожежі. У випадку загрози життю людей негайно організувати їх рятування (евакуацію), використовуючи для цього наявні сили й засоби;

- провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, злив масла з маслобака турбогенератора та ін.);

- приступити до гасіння пожежі силами й засобами енергетичного об'єкта;

- виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає розташування під'їзних шляхів і водоймищ;

- при потребі - вжити заходів для охолодження водою металевих ферм і колон будівлі від пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних стволів з дотриманням техніки безпеки.

Вимкнення або перемикання приєднань у зоні пожежі може проводитись за оперативною карткою начальником зміни станції (диспетчером або черговим підстанції) або оперативно-виїзною бригадою (далі - ОВБ) з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера) після закінчення операції вимкнення[24].

До прибуття першого пожежного підрозділу керівником гасіння пожежі (далі - КГП) є старший зміни енергетичного об'єкта (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний у першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ураженню електричним струмом, іншому роду небезпеки осіб, які перебувають поблизу місця пожежі[24].

Старший начальник пожежної охорони, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни енергетичного об'єкта, отримати від нього дані про обставини пожежі й письмовий допуск на проведення гасіння пожежі[24].

Пожежні підрозділи приступають до гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або оперативно-виїзної бригади[24].

Для керівництва гасінням пожежі відповідно організовується оперативний штаб пожежогасіння. У склад штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади, який повинен мати на правому рукаві червону розпізнавальну пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги[24].

Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників енергетичного об'єкта або оперативно-виїзної бригади. У свою чергу старший з присутніх інженерно-технічних працівників або оперативно-виїзної бригади погоджує з КПП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання[24].

Застосування морської і сильно забрудненої води не допускається.

Гасіння пожежі в приміщеннях електроустановок, які перебувають під напругою до 10 кВ, усіма видами піни за допомогою ручних засобів забороняється, оскільки піна і розчин піноутворювання мають підвищену електропровідність у порівнянні з розпиленою водою[24].

При потребі гасіння пожежі повітряно-механічною піною з об'ємним заповненням приміщення (тунелю) піною проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях і взутті. Місця заземлення пересувної пожежної техніки визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів разом з представниками гарнізону пожежної охорони і позначаються знаком заземлення[24].

Необхідна кількість заземлень, діелектричного взуття, діелектричних рукавиць і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів, виходячи з розрахунку подання вогнегасних засобів на електроустановки, які перебувають під напругою[24].

Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється виконувати будь-які вимкнення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції і підстанції. Заходити в розподільні пристрої та інші приміщення електричних пристроїв з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право тільки після отримання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує даний пристрій[24].

При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття виїзної бригади або чергового може проводитись самостійно тільки за попередньо розробленим і погодженим оперативним планом (карточкою). Разом з тим повинні бути вжиті негайні заходи для виклику експлуатаційного персоналу (оперативно-виїзної бригади)[24].

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

У дипломній роботі спроектовано теплоелектроцентрально, що призначена для покриття потреб у технологічній парі (для підприємств) та гарячій воді (для житлово-комунального сектору) для м. Харків. Встановлена потужність спроектованої ТЕЦ становить 550 МВт.

За допомогою техніко-економічного розрахунку було проведено порівняльний аналіз варіантів вибору основного енергетичного обладнання ТЕЦ та визначено оптимальний (найбільш економічно вигідний) варіант. Цим варіантом виявилася установка 2 парових турбін Р-100-130/15 та 2 турбін Т-175/210-130, 8 парових котлів БКЗ-420-140 з паропродуктивністю по 420 т/год, 4 пікових водонагрівальних котли типу КВГМ-100.

У розділі “Тепломеханічна частина” приведено опис основного обладнання ТЕЦ, зроблено вибір допоміжного обладнання, розрахунок теплової схеми, екологічний розрахунок, у якому визначено рівень шкідливих викидів оксидів сірки та азоту, необхідна кількість та висота димової труби для безпечної (з екологічної точки зору) роботи ТЕЦ; описана компоновка головного корпусу, допоміжних господарств (паливне, мазутне, система технічного водопостачання, хімводопідготовка), розраховані основні показники забудівлі виробничого майданчику ТЕЦ які були згодом відображені на генеральному плані.

Проект має графічну частину яка складається з трьох креслень (формат А1):

- теплова схема ТЕЦ;
- компоновка головного корпусу;
- генеральний план ТЕЦ.

Згідно з розрахунками отримані наступні значення основних показників ТЕЦ:

- відносна витрата умовного палива на відпущене тепло:

$$b_T = 41,4325 \text{ кг/ГДж};$$

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- відносна витрата умовного палива на відпущену електроенергію:

$b_e=0,1579$ кг/кВтгод;

- капіталовкладення: $K_{ТЕЦ}= 599,5$ млн.у.о;

- приведені витрати: $I_{пр.}= 375,9753$ млн.у.о/рік.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ДИРЕКТИВА 2012/27/EU ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ ТА РАДИ від 25 жовтня 2012 р. про енергоефективність [Електронний ресурс]:[Веб-сайт].-Електронні дані. - Режим доступу: http://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR_Directive_27_2012_2.doc.
2. ТЭПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ (ТЭЦ) [Електронний ресурс]:[Веб-сайт].-Електронні дані. - Режим доступу: <http://engineering systems.ru/t/tec.php>.
3. АТ “КІЕП”. ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ТА РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕНЕРГОБЛОКА №2 ТРИПІЛЬСЬКОЇ ТЕС: ПРОЕКТ. ТОМ 3. Технологічні рішення: 24-101.201.003-ТХ. - КИЇВ, 2011.
4. Котел Е-420-13,8-560 ГМН (БКЗ-420-140НГМ-4) [Електронний ресурс]:[Веб-сайт].-Електронні дані. - Режим доступу: <http://scbist.com/scb/uploaded/kotly/6-4-kotel-e420.htm>.
5. НПАОП 40.1-1.02-01. Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж.
6. ПУЕ:2006. Глава 1.7 Заземлення і захисні заходи електробезпеки.
7. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
8. ДБН В.2.5–28–2006 Природне і штучне освітлення. Норми проектування.
9. ДБН В.1.1-7-2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги.
10. НАПБ 05.028-2004 Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів.
11. ДНАОП 0.00-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
12. СНиП II-12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.
13. ДНАОП 0.00-1.11-98 Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів.

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

14. ДНАОП 1.1.10-1.02-01 Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж.

15. ДНАОП 0.00-1.07-94 Правила будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.

16. НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою.

17. ДБН В.2.5-56-2014 Системи протипожежного захисту

19. ДСТУ 2273 Пожежна техніка. Терміни та визначення основних понять.

20. ДСТУ 3675-98 Пожежна техніка. Вогнегасники переносні. Загальні технічні вимоги та методи випробувань.

21. ISO 3941-77. Класифікація пожеж.

22. ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартів безпеки праці.

23. НАПБ 05.026-2000 Інструкція із зберігання та застосування первинних засобів пожежогасіння на підприємствах Мінпаливенерго України

24. НАПБ В.01.034-2005/111 Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України

					НТУУ “КПІ”.ДПБ.19.6.050601.51292.ТЕЦ.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		